
ENERGY IN EUROPE

LA ENERGÍA EN EUROPA

ENERGIE IN EUROPA

ÉNERGIE EN EUROPE

ENERGY POLICIES AND
TRENDS IN THE EUROPEAN COMMUNITY



21

JULY 1993

ENERGY IN EUROPE

LA ENERGÍA EN EUROPA

ENERGIE IN EUROPA

ÉNERGIE EN EUROPE

ENERGY POLICIES AND
TRENDS IN THE EUROPEAN COMMUNITY

21

JULY 1993

FOR FURTHER INFORMATION
CONCERNING ARTICLES OR ITEMS
IN THIS ISSUE PLEASE CONTACT:

The Editor
Energy in Europe
DG XVII
Commission of the European Communities
200 rue de la Loi
B-1049 Brussels
Belgium

Tel: 32-2-295-2879
Fax: 32-2-295 0150
Telex: COMEU B 21877

Opinions expressed in this publication do not
necessarily reflect those of the Commission of
the European Communities.

Manuscript completed on 15 June 1993.

Luxembourg: Office for Official Publications
of the European Communities, 1993

Reproduction of contents is subject to
acknowledgement of the source.

Printed in Germany

NOTE TO READERS

C O R R E C T I O N

ANNUAL ENERGY REVIEW 1992

SPECIAL ISSUE OF ENERGY IN EUROPE APRIL 1993

Subscribers will have recently received our *Annual Review* which for the second year covers the entire world. Unfortunately an error crept into the table on page 25, the World Summary Energy Balance.

The figures concerned are the main indicators namely World Population; Primary Consumption/GDP, Primary Consumption/Capita, Electricity Generated/Capita, and CO₂ Emissions/Capita, which comprise the final section of the table.

Please refer to the correct version which for ease of insertion into your copy of the Review is reproduced overleaf.

World: Summary Energy Balance

Million toe	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	90/85	91/90
	Annual % Change								
Primary Production	7374.2	7636.4	7842.6	8111.0	8281.4	8370.0	8352.6	2.6	-0.2
Solids	2025.6	2072.9	2127.4	2165.7	2209.2	2198.4	2135.5	1.7	-2.9
Oil	2864.5	3001.9	3022.7	3133.4	3187.1	3232.7	3206.0	2.4	-0.8
Natural Gas	1420.2	1455.8	1531.9	1599.8	1657.8	1697.1	1731.7	3.6	2.0
Nuclear	386.3	413.5	448.9	487.3	499.2	517.8	542.1	6.0	4.7
Hydro	171.8	174.5	176.4	182.0	180.6	184.9	187.4	1.5	1.3
Geothermal	19.5	22.0	23.4	23.4	24.3	24.2	23.7	4.4	-2.1
Biomass	486.3	495.6	511.9	519.3	523.4	514.8	526.1	1.1	2.2
Gross Consumption (1)	7402.1	7564.6	7849.4	8113.5	8266.9	8246.8	8323.5	2.2	0.9
Solids	2036.6	2055.5	2136.8	2192.1	2208.1	2159.5	2133.8	1.2	-1.2
Oil	2889.5	2971.7	3036.9	3125.5	3178.5	3171.4	3172.7	1.9	0.0
Natural Gas	1412.2	1432.5	1515.0	1583.8	1653.8	1674.7	1737.4	3.5	3.7
Other (2)	1063.8	1104.8	1160.8	1212.2	1226.6	1241.2	1279.6	3.1	3.1
Electricity Generation (in TWh)	6159.9	6338.7	6705.0	7065.3	7349.8	7549.0	na	4.2	na
Solids	2422.4	2475.1	2667.3	2824.5	2936.5	3018.8	na	4.5	na
Oil	733.9	781.8	780.3	864.0	930.8	916.1	na	4.5	na
Gas	613.0	580.8	660.0	669.5	713.1	729.1	na	3.5	na
Nuclear	792.1	865.5	949.2	1026.0	1030.1	1110.5	na	7.0	na
Hydro	1564.8	1598.4	1608.7	1641.0	1695.6	1731.0	na	2.0	na
Geothermal	20.6	23.4	25.0	25.0	25.9	25.8	na	4.6	na
Biomass	13.1	13.7	14.5	15.4	17.9	17.7	na	6.2	na
Fuel Inputs for Thermal Power Generation	2260.7	2320.5	2435.8	2535.6	2637.8	2648.2	na	3.2	na
Solids	987.0	999.5	1056.1	1092.3	1134.8	1137.4	na	2.9	na
Oil	332.9	333.1	325.2	326.8	342.4	321.9	na	-0.7	na
Gas	358.0	372.5	400.0	416.8	449.9	454.5	na	4.9	na
Nuclear	386.3	413.5	448.9	487.3	499.2	517.8	na	6.0	na
Hydro	171.8	174.5	176.4	182.0	180.6	184.9	na	1.5	na
Geothermal	19.5	22.0	23.4	23.4	24.3	24.2	na	4.4	na
Biomass	5.2	5.4	5.8	6.8	6.7	7.4	na	7.1	na
Total Final Energy Demand	4824.8	4939.0	5088.9	5255.1	5336.9	5326.8	na	2.0	na
Solids	873.4	880.8	904.9	929.4	918.3	880.0	na	0.2	na
Oil	2094.9	2153.1	2209.7	2270.8	2308.5	2311.9	na	2.0	na
Gas	870.2	878.3	919.2	958.3	994.4	1004.6	na	2.9	na
Electricity	696.7	719.4	752.4	786.4	812.3	832.5	na	3.6	na
Heat	166.4	183.9	170.2	178.3	174.6	180.0	na	1.6	na
Biomass	123.3	123.6	132.6	131.9	128.9	117.8	na	-0.9	na
CO2 Emissions in Mt of CO2 (3)	18630	18954	19615	20227	20728	20537	20699	2.0	0.8
Indicators									
Population (Million)	4844	4925	5006	5092	5180	5266	5377	1.7	2.1
GDP (Index 1985=100)	100.0	103.2	106.8	111.7	114.8	115.7	114.3	3.0	-1.2
Primary Consumption/GDP (toe/85 MECU)	1426	1412	1415	1399	1387	1373	1402	-0.8	2.2
Primary Consumption/Capita (toe/inhab.)	1.53	1.54	1.57	1.59	1.60	1.57	1.55	0.5	-1.1
Electricity generated/Capita (kwh/inhab.)	1272	1287	1339	1387	1419	1434	na	2.4	na
CO2 emissions/Capita (t/inhab.)	3.85	3.85	3.92	3.97	4.00	3.90	3.85	0.3	-1.3

(1) Including bunkers.

(2) Includes nuclear, hydro and other renewables.

(3) Includes emissions from bunker fuels.

CONTENTS

A Word from the Editor	1
Norway - Europe's Energy Partner.....	3
Electrical Energy - Norwegian Visions and Experiences	8
The Brent Market and World Oil Prices	12
Third Conference of the Centre for Global Energy Studies	17
European Energy Charter: Preparation of the Lisbon Treaty	22
G-24 Energy Working Group Meeting in Estonia	25
TACIS 1992 - Action in the Energy Field.....	28
Clean and Efficient Energy for Development	31
Thermie - Industrial Cooperation in Asia.....	35
Thermie - Energy Technology Promotion in the Island Regions	39
Thermie - The Marketing of Energy Technologies	43
Thermie - Cost-Benefit Analysis of 1992 Technology Projects.....	46
Transport Fuels from Coal.....	51
Auto-Production of Electricity.....	57
Energy and the Urban Environment: Newcastle-upon-Tyne.....	61
Towards a Coherent Industrial Policy for the EC in the field of Nuclear Energy.....	65
The Prospects for Mothballing and Re-opening Collieries	69
The Edinburgh Lending Facility	71
The Netherlands: Energy Profile.....	74

COMMUNITY NEWS

<i>Energy in Europe Singled Out for Information Quality</i>	
<i>Among European Publications</i>	79
<i>Directors of China-EC Energy Management Centres Visit DG XVII</i>	79
<i>Contractor's Conference: Energy Programming at Regional Level</i>	79
<i>Energy and Island Development in the European Community</i>	80

<i>COPED Presentation in Brussels</i>	81
<i>Inauguration of the new Energy Studies Centre at Athens University</i>	81
<i>Moscow International Oil and Gas Business Conference</i>	82
<i>Meeting of the Joint Council of Energy and Environment Ministers</i>	83
<i>Director General Addresses International Energy Forum in US</i>	83
<i>Conference on the Regions and Energy</i>	83
<i>The Hungary-EC Energy Centre</i>	84
<i>Sesame</i>	86
<hr/>	
Document Update.....	87
<hr/>	
La Politique de la Communauté Européenne dans les Domaines de l'Energie et du Gaz Naturel	88
La Normalisation et le Marché Intérieur de l'Energie.....	95
La Transparence des Prix de l'Energie	99
El Mercado del Petróleo y la Industria del Refino en la Comunidad	119
Fomento de Las Tecnologías Energéticas en Rusia.....	126
Ayudas Comunitarias al Sector Nuclear en Europa Central y Oriental y en la CEI ..	129
Asistencia a Europa Oriental y a la Antigua URSS en el Sector de la Electricidad...	132
La Carta Europea de la Energia Orígenes y Objetivos	134
La Red de OPET	136
Cooperación con Países en Desarrollo en el Ámbito de la Energía.....	145
Sesame	147
Firma del Contrato CCGI de Puertollano.....	149
Una Nueva Central Eléctrica de Combustión Limpia de Residuos de Carbón	151
Stabilisierung der CO2-Emissionen: Die Gemeinschaftsstrategie	153
Die Konsequenzen der Vorgeschlagenen Kohlenstoff-/ Energiesteuer für den Energiesektor	157
Ein Neuer Vorschlag im Rahmen des Programms Save.....	167
ALTENER.....	171
Energieprofile in der Gemeinschaft: Luxemburg	186
<hr/>	

A WORD FROM THE EDITOR

Our former colleague Nikitas Demeizis, who had only recently left DG XVII for the Commission's Economic Affairs department, DG II. It is with great sadness that we have to report his death on 12 May, at only 38 years of age.

Nikitas, who leaves a wife and young son, edited *Energy in Europe* at one time and was until his recent departure a major contributor to DG XVII's work in the field of energy economics and forecasting. Two currently much-read examples of his unremitting hard work are to be found in the two most recent supplements to *Energy in Europe*, the 'Annual World Energy Review 1992' which has just appeared, and the ambitious discussion document 'A View to the Future' which we published in September 1992 on the occasion of the Madrid World Energy Conference.

Nikitas was an internationally recognised expert in his field. He was also a most cultivated individual with a great insight into music and other arts. Not only his splendid intellect and professional capacities but also his exemplary human qualities will be very much missed.

A publication is in course of preparation, under the responsibility of DG XVII, which will assemble contributions from friends and colleagues as a '*Liber Amicorum*' to be dedicated to his memory.

No 21 is the first issue of our magazine to appear since the appointment of the new European Commission at the beginning of 1993, and DG XVII was pleased to welcome Mr Abel Matutes to his new responsibilities for the energy and transport portfolios within the college.

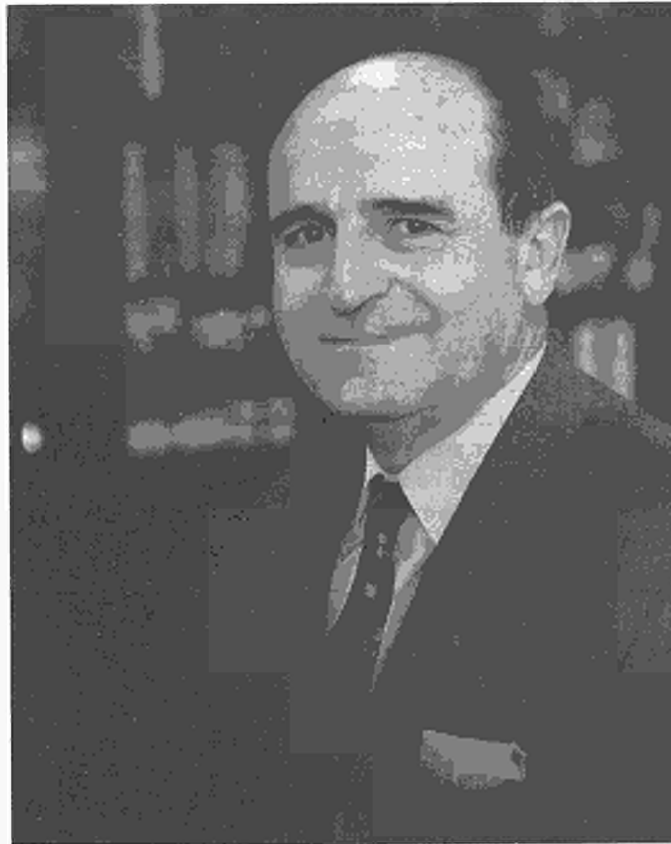
This issue of our magazine opens with a contribution from the Norwegian Minister of Industry and Energy, Mr Finn Kristensen, in the shape of a most interesting overview of his country's energy resources, current and potential, and of its major national policy guidelines as regards their deployment. He is followed by Mr Øyvind Refsnes, Managing Director of Oslo Energi AS, on Norway's recent electricity sector liberalisation and his own company's ongoing encouraging experience of the new framework. Not only Norway's preoccupations and special needs, but it has to be said also her vital potential role in a wider European - and indeed trans-continental - energy future, are never far from our thinking these days, especially in the context of the recently begun enlargement negotiations, and *Energy in Europe* is very pleased to have been able to welcome these leading Norwegian energy personalities to our columns.

A further most welcome contribution from outside DG XVII which should be of topical interest to our readers is Messrs Horsnell and Mabro's review of the recent and very thorough study on the Brent Crude Market and the formation of world oil prices carried

out by the Oxford Institute for Energy Studies with co-financing from DG XVII among other bodies.

A great sense of urgency is the current hallmark of the European Energy Charter negotiations, with a further plenary meeting convened for June. Progress to date and the outstanding difficulties are reviewed in this issue, but we unfortunately could put back our copy date no further. It is worth while recalling that the Energy Charter, if its principles can be made into a hard legal framework by the adoption of the Basic Agreement as an International Treaty, will set a framework for East-West cooperation and shared trading, supply, security, know-how and technology development, which will form a cornerstone of the post-cold war world order, stretching well into the coming century. The stakes are that high, which explains why, with the arrangements being negotiated currently touching areas well beyond the energy field itself and as fundamental as GATT trade and transit rules and national exclusive rights, the negotiations for the Basic Agreement - in other words the Treaty itself - were always bound to be extremely taxing in their final stage. Our colleagues both in DG XVII and in the interim Charter Secretariat, as well as their partners in many of the delegations from East and West, have spared neither effort nor resourcefulness over the last eighteen months of this process and it seems right to open this issue of our magazine in wishing them - and indeed with them the vital Charter process - every possible chance of success.

BIOGRAPHICAL SKETCH OF ABEL MATUTES



Member of the Commission of the European Communities since 1986.

Born in Ibiza, Spain in 1941, married with four children.

Graduated in 1961 in Law and Economic Sciences from Barcelona University.

From 1962 to 1963 Assistant Professor of Public Finance at the University of Barcelona and later successfully developed business activities in the field of tourism, banking, aviation and applied biotechnology.

Vice-President of the Ibiza and Formentera organization of tourist industry employers from 1964 to 1979.

Mayor of Ibiza in 1970 and 1971.

Founder (1976) and President of the Liberal Party of the Balearic Islands, later affiliated to the nationwide Alianza Popular (now Partido Popular).

Senator for Ibiza and Formentera from 1977 to 1982.

Member of the Chamber of Deputies from 1982 to 1985.

Since 1979, national Vice-President and Member of the Executive Committee of the Partido Popular and Chairman of its Economic Affairs Committee.

Until his nomination to the Commission of the EC, Mr Matutes also held the following party posts:

- Chairman of the Electoral Committee
- Spokesman on Economic and Financial affairs for the 'Grupo Popular' at the Parliament.

When Spain joined the European Communities in 1986, Mr Matutes was designated Member of the Commission responsible for Credit and Investment, Financial Engineering and Small and Medium-Sized Enterprises.

His mandate was renewed in 1989 with the new portfolio of Mediterranean Policy, Relations with Latin America and Asia and North-South Relations.

In January 1993 he thus began his third mandate as Member of the Commission, with the portfolios of Energy and Transport and responsibility for the Euratom Supply Agency.

Mr Matutes is Member of the Spanish Academy of Economic and Financial Sciences; Honorary Professor of Buenos Aires University (Argentina), Doctor honoris causa of the Complutense University of Madrid and also that of Santiago de Chili; Member of the Honorary Committee of the Royal Spanish Institute of European Studies and Honorary Member of the 'Academia Filipina de la Lengua Española'.

NORWAY - EUROPE'S ENERGY PARTNER

BY Finn Kristensen

Minister of Industry and Energy, Oslo

ABUNDANCE OF ENERGY

Norway has a population of about 4.2 million and a total area of just under 387 000 km². Its population density of about 13 inhabitants per km² (Spitsbergen not included) is among the lowest in Europe. Viewed in an international context the Norwegian energy supply situation is very favourable. Ninety percent of the country's total energy demand is met by electricity and petroleum products. Norwegian production of oil and gas is currently about 15 times the level of domestic consumption of petroleum products. Electricity demand is entirely met by indigenous hydroelectric power production. The remaining ten percent of total energy demand is met by solid fuels, mainly coal and wood. Most of this can also be supplied using indigenous resources, although about seventy percent of coal consumption is at present met by imports.

HYDROELECTRICITY

Hydro power is expected to remain the dominant primary energy resource for electricity production in the foreseeable future. Today the total economically feasible mean annual hydro power potential is estimated to be about 176 TWh. Of this, 108.1 TWh has already been developed and 1.6 TWh is under development. Of the remaining potential capacity, about 22 TWh is protected. In June 1992 the government proposed further protection of rivers with a power potential of 11.6 TWh from hydro power development, leaving a potential for development of about 32 TWh.

The abundant supply of hydroelectric power is reflected in the dominant role of electricity in the energy mix. Electricity in Norway accounts for a higher fraction of the total energy consumption than in any other country: in 1990, electricity met nearly 50% of our total final energy demand.

The availability of hydroelectric power has also influenced the industrial structure of the country. Amongst the most important industries are the energy-intensive basic metal, metal alloys, wood processing and chemical industries, which together account for almost thirty percent of total electricity consumption.

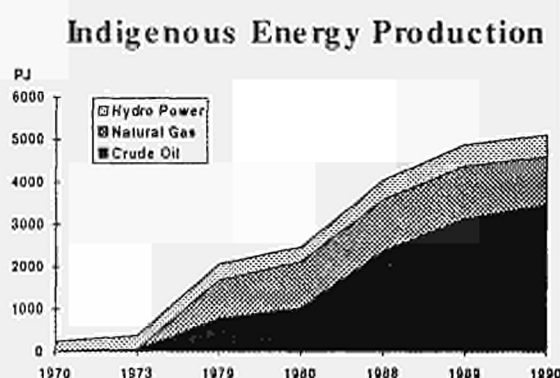


Figure 1 Indigenous Energy Production (Hydro - oil - gas)

In 1990 the Norwegian Parliament, the Storting, passed a bill that introduced new energy policy measures, in particular transmission and marketing of electricity. **Market forces are to take over where this is natural.** The electricity supply sector is to be organized in such a way that natural monopolies (the transmission grid function) are separated from activities subject to competition (production). Producers must from now on compete with one another, and distribution companies no longer have a monopoly on electricity sales within their areas. Spot prices for electricity are quoted daily.

HYDROCARBONS

Resources and production

The abundance of both hydroelectric power and oil and natural gas puts Norway in a unique position among most western countries.

The Norwegian Petroleum Directorate (NPD) has recently completed a comprehensive assessment of total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf. NPD now estimates recoverable resources to be approximately 10 billion (10^9) tonnes, or about 70 billion barrels of oil equivalent.

This new estimate for hydrocarbon reserves is about 12% higher than the 1988 figures. About 60% of resources have so far been discovered. 35% of the total estimated resources includes reserves in mapped but hitherto undrilled structures, and reserves in defined exploration zones without mapped structures. The remaining 5% represents the potential for improved recovery from fields already in production.

By the end of 1992, approximately 10% of the total expected resources had been depleted. The remaining discovered petroleum resources represent approximately 33 billion barrels of oil equivalent given current production technology, 40% being oil, and 60% gas.

Total expected undiscovered resources plus the potential for increased oil recovery represent approximately 31 billion barrels. The ratio of oil and gas remains unchanged at 40/60.

In other words, proven reserves and expected reserves are of the same order of magnitude. Needless to say, considerable uncertainty is attached to the estimate of resources in undrilled prospects.

Assuming average annual oil production of 80 million tons (average of last 5 years) and average annual gas production of 25 million toe, these oil resources could last approximately 45 years and the gas resources approximately 200 years. Even if gas production is increased to 65 million toe, this reserve/production ratio for gas will still remain a healthy 80.

Energy policy objectives

The paramount objective of Norwegian petroleum policy is to maintain the hydrocarbon reserve base and the production level in the long term. The NPD study indicates that undiscovered resources are approximately 3 700 million toe, of which about two-thirds are expected to be gas and one-third oil. Approximately half of these undiscovered resources are expected to be found in the North Sea area, around 20% are expected to be found off mid-Norway and around 30% in the Barents Sea area. Most of the resources north of 62nd parallel are expected to be found in areas and geological settings which are poorly

mapped. These estimates are therefore also to be treated with caution.

The North Sea continues to be a prospection area, with considerable scope remaining although new discoveries are expected to be smaller in size than hitherto. On the other hand, availability of infrastructure in the area represent an economic advantage with respect to field development.

Regarding areas north of the 62nd parallel, priority is given to acquiring new knowledge which can reduce the uncertainty in resource estimates for large new regions. The Vøring/Møre Basin off Mid-Norway, and the large unexplored areas in the Barents Sea are important in this respect.

In order to achieve cost-effective exploration in areas north of 62nd parallel, progress must be step-wise in order to utilize new information in the planning of further activities.

Figure 2 shows how production of oil and gas is expected to develop over the next 27 years. The prognoses are based on a evaluation of productivity from fields already in production, fields declared commercially exploitable, fields under assessment, enhanced oil recovery and new prospects. The long-term view is that Norwegian hydrocarbon production will remain relatively stable over the next three decades, and that the relative share of natural gas will increase from approximately 25% to approximately 50%.

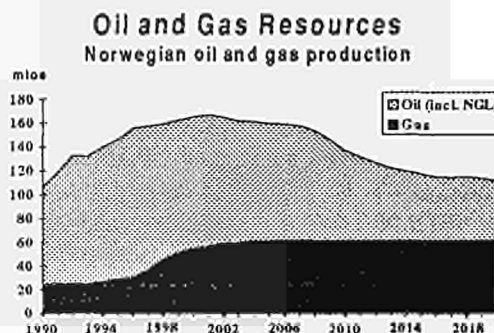


Figure 2: Long term oil and gas production

Challenges: Smaller deposits and enhanced recovery rate

Fields in production on the Norwegian Continental Shelf have an average size of 90 million toe. If we exclude the Troll field from the assessments, the average size for fields under development is less than half of those already in production, or around 40 million toe. This picture is the same for fields which it is planned to develop. However, there is a further 50% reduction as regards fields already discovered but yet to come on stream. This picture is even more apparent when considering undiscovered resources: around one-third (1 billion toe) of these resources are in prospects with an average size of about 10 million toe.

Development of Smaller Fields

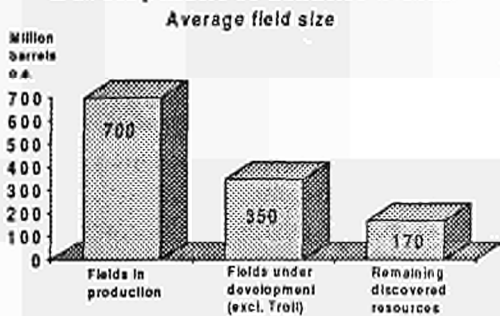


Figure 3: Development of Smaller Fields

Simplification and standardization of sub-sea systems, multi-phase flow and better processing methods are core technology areas attracting attention. Further improvement of well productivity through increased use of horizontal wells and sophisticated completion techniques are also areas of massive R&D effort.

Carried by the profitability of the large oil and gas fields, investments of approximately 600 billion NOK have been made in an extensive infrastructure. Approximately 80% of the remaining discovered and mapped petroleum resources are located at distances from processing capacity which allow multi-phase transport. This opens up the way for profitable exploitation of smaller fields by the use of existing installations. The phasing of new production capacity is crucial, considering the availability of treatment and transportation capacity and the limited economic lifetime of off-shore installations and pipelines. Improved or enhanced recovery from existing fields is another area of major concern.

The anticipated low degree of recovery from the chalk fields in the southern North Sea was the primary reason for the Norwegian authorities to become involved in development as from the late 1970's, and increased recovery was also becoming the focus of much international effort. A number of R&D-projects were set up with public and private support in order to develop methods and technology for increased recovery. A total of around NOK 300 million have been spent out of public funds for this purpose in Norway.

NATURAL GAS

Several changes have taken place in the European gas markets over recent years. Natural gas is sold into new market segments. Forecasts regarding the future gas market suggest substantial increase in demand. For these reasons, buyers are now faced with the real possibility of supply shortage. Energy prices in general have decreased, leading to the risk of a mismatch between the cost of extracting the gas and bringing it to the markets and prices paid for gas on these markets.

This will inevitably bring deliverability of gas under pressure in the long run.

All natural gas extracted on the Norwegian Continental Shelf is sold to EC countries, distributed as shown in figure 4.

Norwegian Gas Export 1992

Total 25,8 bcm

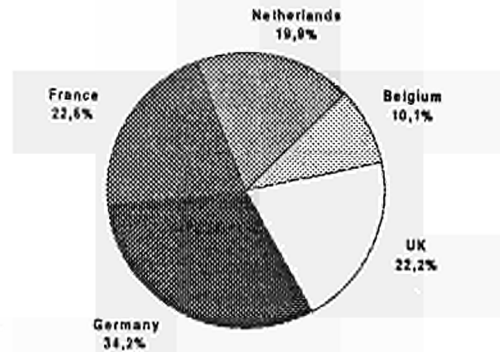


Figure 4: Export of natural gas

Norway accounts for more than half of Western European gas reserves, and our production presently meets about 10% of Western European demand. This share may increase throughout the coming decade. Norwegian gas substantially sustains the various buyers' drive to diversify their portfolios. Committed volumes to be delivered from the Norwegian Continental Shelf have almost doubled since the mid-eighties. Norwegian gas sellers are presently committed to deliver about 48 billion m³ annually. Assuming proven gas reserves and efficient use of existing infrastructure, Norway could export about 60-70 billion m³ annually from the turn of the century.

Consideration of the development of the gas industry and the changes in the European gas market

Norway's strategy for gas sales has been kept under review. Volumes available for sale are not unlimited, and new infrastructure cannot be developed without security as to a satisfactory economic return.

A crucial point when agreeing the terms of new gas sales contracts is the distribution of risk. It is of vital importance that the European gas market should have a structure allowing a reasonable distribution of risk between buyers and sellers.

A precondition for committing the enormous investments required to develop gas fields in the North Sea is buyers' commitment to take the gas. This degree of certainty is best achieved through a system that allows for long-term take-or-pay contracts. If on the other hand the market becomes more fragmented and buyers become less ready to commit to long-term contracts, producers will have to include the cost of the increased risk in their calculations for new projects.

A system providing for predictability and stability is not only important for investors, but equally so for consumers, who demand security of supply. International legal arrangements should support the mutual interest of both producers and consumers in this area.

Marketing of Norwegian gas has developed over time and different patterns exist today. The increasing number of fields and differences between them makes greater coordination necessary. This is an integral element of the Government's resource management policy aimed at efficient use of existing infrastructure and timely development of new capacity. Instruments are needed to accommodate the depletion of increasingly smaller fields and to facilitate cost-effective supply portfolios for long-term safe and reliable supplies. Such coordination does not however, prevent owners of gas from disposing of gas separately, for own use or for other purposes, if better terms are available. There are no restrictions regarding who may buy Norwegian gas.

NORWEGIAN ENERGY AND THE EUROPEAN COMMUNITY

A MAJOR SECTOR IN THE NATIONAL ECONOMY

Norway has ratified the European Economic Area (EEA) Agreement and has applied for full membership of the EC. Negotiations commenced in April 1993.

Development of hydro electricity has been geared to meet domestic demand, while petroleum is Norway's foremost export product. Ninety percent of total energy production in Norway stems from off-shore petroleum activities. The contribution of the petroleum industry to GNP matches that of all traditional industries put together. Only one eighth of energy production is needed to meet domestic demand, and the rest exported.

Figure 5 shows how EC countries are the dominant importers of Norwegian crude oil.

Shipments of Norwegian Crude Oil 1992*
Total 103, mtoe

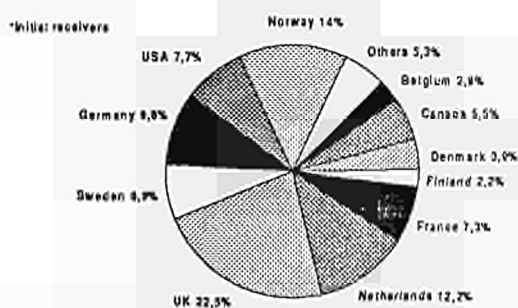


Figure 5: Shipments of Norwegian crude oil

From the outset of her relatively short experience as an oil and gas producer, Norway has exploited her resources in a market-oriented manner, making it possible to meet market demand in a very efficient way. Overall energy policy as well as the legal and economic framework have contributed to this. Sharply increasing production volumes and investment levels over recent years bear out the appropriateness and efficiency of this system. Geological prospects and a market-based investment climate are, of course, two important factors in this connection.

GOODS AND SERVICES

International competition in markets for goods and services on the Norwegian Continental Shelf has contributed to the success of our off-shore oil industry. About half of all supplies have a non-Norwegian origin. A main portion of that supply is imported from EC countries. Price-consciousness and demand for high level quality assurance are main features of the Norwegian off-shore market.

Membership of the EEA, and possible future membership of the EC, will create challenges in the energy sector for Norway. Some adaptations have already taken place, such as amendments to the Petroleum Act, and to Regulations and Licensing Conditions. The latter were recently published in connection with the announcement of the 14th Licensing Round. All changes aim at abolishing remains of what could be perceived as national preferences. These amendments are not expected to lead to any dramatic or major changes in licensing policy or in other areas of administration and politics of relevance to the petroleum sector, since in practice these changes have already been put into effect for some time.

The EEA Agreement will grant equal access to the United Kingdom Continental Shelf and other off-shore markets for Norwegian suppliers of goods and services. The Norwegian market will of course also be subject to the same rules on equal competition. Norwegian industry, which is used to international competition at home as well as abroad, has welcomed this extension of its markets.

WIDER ENERGY POLICY CONSIDERATIONS

Sovereign rights to natural resources, state ownership of these resources and national resource management are naturally main elements of Norwegian policy. Our interpretation is that these principles are compatible with the requirements of Community law.

Our petroleum policy is designed to attract the participation of international companies in Norwegian petroleum activities. The Norwegian Continental Shelf has been developed in broad cooperation with a large

number of foreign oil companies. The Norwegian petroleum sector represents an open market for competing suppliers of goods and services from many countries. Approximately half of all goods and services supplied to our petroleum industry are imported. Cooperation with international oil companies and foreign suppliers of goods and services has provided wide competition and an efficiency level which can compete with similar industries anywhere in the world. Planning and construction of transportation systems for oil and gas to West European markets have been conducted in beneficial cooperation with authorities and companies in receiving countries. Our petroleum policy has emphasized environmental concerns and careful resource management but still aiming at high rates of recovery. Resource management policy has also met market demands and ensured long-term and reliable supplies of energy to Western Europe. Our aim is to be able to continue this policy.

Norway being a significant supplier of energy to Western Europe pays substantial attention to the development of rules and regulations in the energy field. Development of a new framework in this area must be balanced. We expect that the interests of producers and exporters be taken into account in the same way as the interests of importers and consumers and that all sources of energy be taken into consideration. On this basis only can Norway's energy resources be developed to the benefit of all members of the Community.

■

ELECTRICAL ENERGY - A REGULATED COMMODITY OR A TRADEABLE PRODUCT?

Norwegian Visions and Experiences

BY Øyvind Refsnes, Managing Director
Oslo Energi AS

As a leading nation when it comes to not only per capita energy potential, but also consumption, Norway has a long tradition of implementing new production methods and not least, new systems and infrastructures for bringing electricity to the markets. We have been practising TPA¹ for a long time. Recently a new energy act has introduced the same principles and governing rules for the energy markets as those applied in any competitive business. This article discusses the background to, and some of the basic philosophy and visions behind the new legislation. Since the law was introduced, many customers and customer groupings have enjoyed substantial reductions in the price they pay for their electricity. This and other experiences so far will be commented upon.



Øyvind Refsnes, Managing Director, Oslo Energi AS

HISTORICAL REVIEW

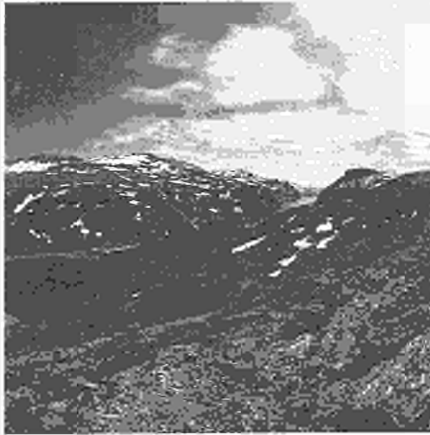
Norway's extensive hydroelectric potential has been rapidly developed from the beginning of this century. Riverfalls were tamed to produce electricity for both industry and homes. An early taste of the challenge was the problem of matching huge natural variations in waterflow with constantly oscillating consumption. Water flows had to be regulated by means of reservoirs. The skills accumulated over these hundred

years in developing and exploiting hydroelectric energy today comprise one of our country's most important know-how legacies. The first example of intentional cooperation between electricity producers worth speaking of, was the exchange of power between three companies with specific differences in storage capacity and also large and constant variations in customer power demand. An obvious gain was secured by investing in joint transmission lines and establishing a national power grid for transmission of power between different hydroelectric systems.

Early in the 1970s power producers wished to make arrangements for short-term power exchanges. A power swaps market was conceived and then administered by The Norwegian Power Pool, the only

¹ Third Party Access (to electricity and gas networks, typically) see *Energy in Europe No 16*.

actors being producers. Thanks to this market producers now could exchange power surplus and deficits between the hydroelectric systems when inputs deviated from the norm. The buyers were those producers with low inflow to regulated reservoirs. Deals between producers were settled by the marginal prices from the exchange power market. It is however, very important to note that producers could only deal on the power exchange market if they had a satisfactory energy balance between electric power resources and contracts in a 'dry' year and the demand for power in the geographically limited, monopolised area for which they had a public service obligation.



A country of vast natural energy potential

The electricity industry was thus well regulated with not only the exclusive right but also public service duty to serve as a monopoly supplier within given geographical areas. There was a clear tendency to invest in production capacity preferably in the same area. A second choice was to buy contract power from another producer. The state-owned production company was in this case usually the only realistic supplier. The dominant problem was first of all to satisfy rapidly growing electricity demand. Costs were easily transferred to customers under the umbrella of the monopoly.

In 1990 the Norwegian Parliament adopted a new Energy Act, very clearly inspired by western free-market liberalism. A free, unregulated electricity market was to replace the existing and indeed well-proven planned-market policy as the driving force behind all operations and investments.

The act entered into force on 1 January 1991.

THE HANSA VISION: HISTORY AND LEGACY

In the 14th century the Hanseatic League controlled trade throughout the lands around the North and Baltic seas. The league oversaw commerce in a vast arc from the English Channel to White Russia. Butter and cod

from Norway were traded against wool from England, copper from Sweden, furs from Novgorod, grain from Estonia and beer from Lübeck. The vision was to create business thanks to a transport system of ships travelling back and forth constantly carrying abundant goods from the producer to the eagerly demanding customers in the market.

This trading experience brought many business innovations to northern Europe, e.g.: banking and credit, double entry bookkeeping, commercial law, and the system of sharing profits and risks through joint ownership of long-distance trade ventures.

THE NORWEGIAN VISION

A practically unanimous parliament stated loud and clear its belief in the ability of the electricity industry to achieve a lower level of resource use to satisfy the needs. This was and still is the intention and the ultimate goal of the Energy Act. Reduction in the environmental strain caused by continued hydropower developments, and of course fossil-fuel fired production facilities, is another major objective. The intention is to allow market forces to be the instrument for a comprehensive process of change in all stages of the electricity production chain. Full competition on equal terms between producers and monopolies, monitored by governmental authorities for grid companies/distributors, is laid down as a basic principle. The Norwegian energy act does not limit market access only to the large entities, unlike the current British legislation. Anyone willing to pay transaction fees to the distributor and invest in the necessary metering equipment is free to choose his electricity supplier. The companies have undergone financial and in part also organizational unbundling. Company tariffs for network use within concession areas have been calculated and openly declared.

This transformation process is also aimed at structural changes. Today over 200 separate utilities serve only 4 million people. The first voluntary mergers and buy-ups have already taken place. The use of financial and human resources engaged in energy supply should be more rational and brought into harmony with market demand.

A new grid company (Statnett), formed from the splitting-up of the former state power company, was given the responsibility of administering common use of the national high-voltage transmission network as well as the inter-connections with neighbouring countries. The company depends to a minor extent on renting transmission capacity from other companies. Following the split a power production company (Statkraft) remains in State hands.

THE NORWEGIAN EXPERIENCE

Having survived the first 27 turbulent months under the regime set up under the new Act, it may be of interest to summarize our experiences. On the positive side:

- many consumers have enjoyed substantial price reductions. Industrial and commercial consumers no longer subsidize households through (politically-motivated) preferential tariffs;
- utilities are more cost-conscious and new investments planned more carefully, and with more precise costing than before;
- companies are more inclined to entertain mergers, fusions and alliances, which as already mentioned, is an intended and expected development in view of the present large number of often very small suppliers;
- companies use better accounting systems. Vertically-integrated companies have unbundled their production and distribution business, which in turn has led to a more professional business culture;
- employees are willing to discuss company reorganization and new job-planning methods.
- all producers can now take part in export/import business on equal terms with the state power company which previously had the monopoly of this privilege.



Norway - a pioneer in hydro-electricity

Of course, like marriage, it has not been a bed of roses all the time:

- one result has been a high degree of willingness to take risks when buying spot, which in turn leads to a very short time-horizon on the market. Producers used to sell on five-year contracts, but now have to be content with a one-year contract for half of the five-year price contracts. This is fine for the end-users, at least for the moment, but we do foresee problems in the future. The Norwegian hydroelectric system is extremely dependant on regularity in precipitation, and a dry period will obviously lead to very high prices on a one-year market, to the understandable discontent of the end-users;
- we have not yet defined quality standards for connection to the network. There is a need for greater

cost-effectiveness as regards regulation of the network monopolies;

- there has been too much focus on transactions with end-users, regardless of how small their energy consumption might be. This means very bureaucratic and burdensome energy accounting, because a lot of individual small accounts have to be managed with hourly energy accounting for the entire Norwegian bulk market. The focus should instead have been on the bulk market itself and on the development of standard markets for hedging and speculation. It would have been wise to introduce more positive incentives for cost-effective operators of distribution systems;
- the spot market should be adjusted to take better account of special consumption appliances such as electric boilers, and a more business-like way of trading power with neighbouring countries. Producers are obliged to price electricity at a certain level above zero, because contract prices are much influenced by the spot market. The producer who finds that his whole production is being sold at prices at around half the break-even point, will try to push the spot market level up to, say, 80% of break-even. In that case electric boilers would no longer be competitive. And perhaps a Danish producer with a local monopoly in Denmark might want to sell coal-fired marginal production onto the Norwegian market. A liberalized area with inter-connections to production-dominated monopolies in the neighbouring countries is a dangerous prospect, if sufficient regulations are not introduced to avoid such distortions and unintentional effects.

THE NORDIC VISION OF ELECTRICITY TRADE

We should develop electricity trade between the Nordic countries and throughout northern Europe with the same vision of mutual advantage as in the Hansa days. For specialities such as butter from Norway, traded against copper from Sweden, we can read Norwegian hydropower and Swedish (or anyone else's!) fossil-fired back-up capacity for those dry years. Capacity variation in the production system should be used internationally in connection with a trading system to cope with the Nordic countries' own market fluctuations. If we can establish such a system, we shall in any event have to focus on the transmission system, which will certainly not function properly on the basis of purely national transmission companies, and establish a Nordic company which could be responsible for the overall infrastructure transmission and for all business in and out of the system. Decisions on national energy strategy, energy balance and mix, and aspects such as export licences and so on, should be taken with a view to the regional (Nordic) situation, resulting in a Nordic vision for electricity trade.

It was the Hanseatic League which first instituted business registers in which merchants kept track of all debts and contracts, for the performance of which they then enjoyed a corresponding guarantee from the League itself. This system influenced the development of credit and commerce throughout northern Europe. In the same way we should pool together all our efforts to create an Electric League and a Nordic international transmission company. The experience would be a valuable demonstration of what can be achieved by a truly European single energy market. ■

Further information can be obtained from:

Øyvind Refsnes
Managing Director
Oslo Energi AS
P.O. Box 2481 Solli
N-0202 Oslo
NORWAY

THE BRENT MARKET AND WORLD OIL PRICES

BY Paul Horsnell and Robert Mabro

Oxford Institute for Energy Studies

Around 80 per cent of all crude oil traded internationally is sold under long-term contracts from the major producing nations. This oil is not sold directly through any day-to-day market, and its trade goes largely unnoticed amid much discussion of oil prices. It represents the submerged part of an iceberg, with the more visible part of world trade being that which is traded as separate cargoes on spot and forward markets, and each cargo representing a separate market transaction between buyer and seller. What then determines the interaction between the contract market and the cargo markets, and more generally, where are international crude oil prices actually set? The Oxford Institute for Energy Studies has recently concluded a large-scale study on the markets for internationally traded crude oil, co-financed by DG XVII and other interested parties as well as itself, as part of its long term research programme on the operation and structure of energy markets. This article gives a very brief overview of a few of the themes of this work, and the reader wanting detail, as well as the coverage of further issues, is referred to the study itself¹.

The core element of the study has been an analysis of the nature, development and operation of the key market in international world oil trade, which we consider to be the Brent market. In reality the Brent market is an intermeshed collection of several different markets, together filling a role in oil pricing

far beyond the UK North Sea. In short, since its genesis in the early 1980s, the Brent market has come to be at the centre of oil price determination throughout Europe, and its wider influence makes the price of Brent the closest thing to a world oil price.

This brief overview is arranged as follows. We first outline the fundamental structure of the set of trading instruments and centres that together make up the Brent market. Following sections consider the broader impact of market prices, on producer country pricing policy and crude oil spot markets respectively. Finally we consider the other major crude oil markets in the world, and the final section offers some conclusions.

THE BRENT MARKET

We now describe four major features of the Brent market, forward, futures, options and spot. A variety of other Brent market risk management instruments exist, for instance swaps, and partial Brent, but these four are at the core of the market.

FORWARD BRENT

The key component of the set of markets that together make up Brent is the informal forward market, often known as 15-day Brent. This trades forward cargoes, each of half a million barrels, of the crude oil blend known as Brent blend, currently made up of the output

¹ Paul Horsnell and Robert Mabro (1993), *Oil Markets and Prices: The Brent Market and the Formation of World Oil Prices*, Oxford University Press and Oxford Institute for Energy Studies.

of nineteen fields in the UK North Sea, and one split across the UK and Norwegian sectors. All these fields use the Brent or Ninian pipeline systems to carry oil to the Sullom Voe oil terminal in the Shetland Islands. Production of Brent blend is normally between 0.8 million barrels per day (mb/d) and 1 mb/d, of high quality, light, low sulphur crude oil, which accrues to a highly diversified group of over thirty companies from thirteen different countries. The market is informal with no centralised exchange, trading through the use of telephones and telexes. In a normal month about 40 companies of various types are active, with an average daily volume of some 40 mb/d of cargoes for forward delivery. The market has fairly complicated nomination and clearing procedures, but despite its quirks it has proved to be robust even when subject only to the law of contracts and English case law.

FUTURES BRENT

After two earlier versions had failed, in June 1988 the International Petroleum Exchange of London, (IPE), launched a futures contract for Brent that has become a considerable success, normally trading between 20 thousand and 30 thousand contracts a day, the equivalent of between 20 mb/d and 30 mb/d. This contract is cash settled, i.e. it does not result in delivery of oil at its expiry. The expiry date for futures Brent contract delivery months is the day prior to that month becoming the 'wet' in the forward market, that is to say that the first futures month equates to the second month in the forward market. It is settled against an average of assessments of forward market prices on the expiry day.

The success of IPE Brent has certainly taken some liquidity out of the forward market, with several, mainly smaller, forward market participants finding the IPE is more suitable for their hedging needs. However, generally the participants in forward Brent are also active in the IPE, and we believe that the same two companies (both offshoots of Wall Street finance houses) trade the greatest market share in both forward and futures Brent.

BRENT OPTIONS

In May 1989 the IPE launched a Brent options contract, which has now become an intrinsic part of risk management in the European oil industry. Options can be used to design very flexible and tailor-made hedging strategies. To give a simple example, imagine an oil producing company that wishes to protect itself against a price fall, but without losing the potential for any increases in price. Selling a futures contract as a hedge does of course remove the risk of a fall, but also removes the benefit of any rise, as a gain on physical oil would be matched by a loss on the futures position.

However, by buying a so-called put option, (i.e. the right but not the obligation to sell a futures contract at a specified price) this strategy can be achieved for the additional cost only of the premium. If prices fall then the put option is exercised and the company is protected from the price fall. If prices rise then the option is not exercised, and the company enjoys the benefit of the rise in price of their physical oil.

The above is but one very simple strategy, effectively putting a floor on the price the company receives, and many other more complicated risk management profiles can be devised. It is this flexibility that gives options their appeal, and the Brent options market has gained increasing liquidity, as companies on both sides of the market have begun to appreciate the power of options as an instrument of risk management. Options now represent an important part of the Brent market will increase in importance within the European oil industry, and are certainly here to stay.

SPOT BRENT

The spot market for Brent is known as the market for dated Brent. A dated Brent cargo is one where a specific three-day loading window is known, and trade generally takes place within five and 15 days of loading. Thus, when a forward market cargo is nominated for delivery, it becomes a dated cargo. There are normally about one or two reported dated Brent trades per day.

Since 1986 the composite and increasingly complex Brent market has grown in importance. This reflects two main developments: the pricing policy for term sales of OPEC and other producing countries, and changes in trading techniques in spot markets. We shall consider each in turn.

TERM SALES OF CRUDE OIL

The bulk of international trade in crude oil takes place through term sales rather than directly through the market. Very little of this oil moves through spot or forward markets, and many countries (most importantly Saudi Arabia) prohibit the resale of their crude oil. The appropriate method for pricing these term sales, and in general the attitude to the market this decision represents, has always been a core problem for OPEC policy. In the past OPEC tried to set prices directly itself; before 1986 sales were generally made on the basis of administered official prices. The formation of these prices by policy decision was of course not independent of supply and demand. OPEC policy has never existed in a void cocooned from market forces, just as today's market prices are not independent of OPEC member country policy, but neither was there any direct or automatic link with the

market. Gradually such a link evolved, starting in 1986 in the form of 'netbacks' where selling prices for crude oil were linked to market prices of refined products. However, this early experiment proved a failure, since refiners with de facto guaranteed profit margins flooded the market for oil products with excess supply. Product prices fell bringing crude oil prices down automatically, but generated no signal to refiners to cut output since their margins were protected, with the result that prices continue to fall. Perversely, a system designed to achieve a closer link with the market in the event adversely affected the economic functioning of the markets themselves.

What emerged from the debris of the 1986 price crash was the concept of market-related formula pricing of term sales, pioneered as it happened by Mexico, i.e. outside OPEC, but which soon gained very wide usage both inside and outside the organization. The basic concept is in itself very simple. Term sale prices are linked to the price of a marker crude oil (or sometimes of a group of crude oils) in each major refining centre, with a plus or minus adjustment term being declared in advance on a monthly basis. Prices are normally evaluated with a time-lag from the loading date of cargoes, equating roughly to the transport time to the refining centre. Generally the prices used are from a price assessment agency, averaged over a few days. Thus, for instance, Saudi Arabian term sales to Europe for all Saudi crude oils are determined by published assessments of dated Brent prices (forward Brent prices in the case of sales to some companies), evaluated as a ten-day average centred forty days after the loading of a cargo, minus an adjustment term and sometimes with a further discount depending on freight market conditions.

The time-lag in pricing evaluation ensures that formula-priced term sales are competitive with market conditions in refining areas at the time of the arrival of the crude oil. The reference to a marker leaves the pricing to the market, and the adjustment term leaves some flexibility as well as being used to reflect changes in the relative values of different crude oils. It is this mechanism which has established the direct link between markets and OPEC prices. While OPEC can of course exert influence over the general level of prices, the role of day-to-day pricing has been abdicated in favour of the price-setting markets. Formula pricing has greatly expanded the role of these key markets, and in particular that of Brent. Indeed, we estimate that the price of about 15 mb/d of internationally traded crude oil (about half the total) is directly linked to Brent. Dated Brent is used as the marker for formula pricing of term sales to Europe by, inter alia, Saudi Arabia, Iran, Kuwait, Russia, Algeria, Libya, Yemen, Mexico and, when able to export, Iraq. Nigerian term sales throughout the world are also

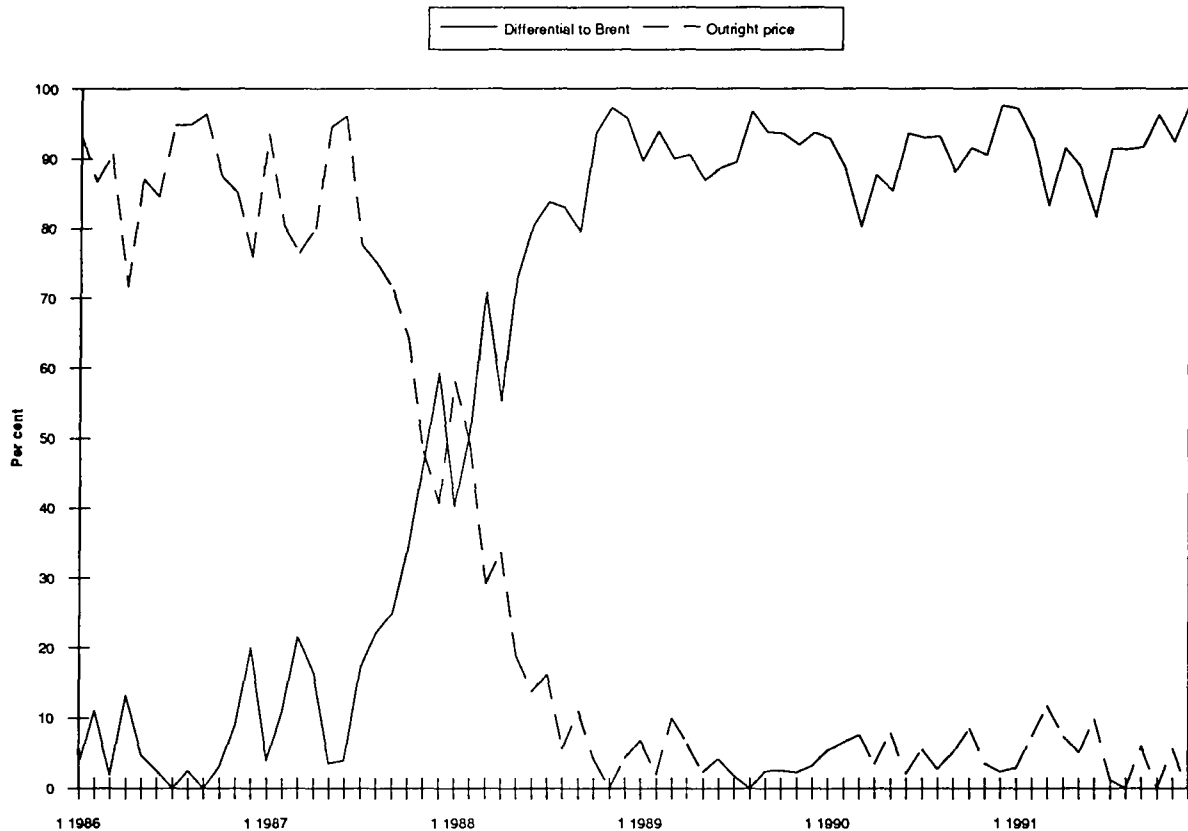
linked to dated Brent, and dated Brent prices are also one component of Mexican price formulae for the USA market. In short, virtually all term sales to Europe are directly linked to the price of Brent, as is a considerable volume going to other regions. While having a much wider significance, the price of dated Brent is certainly *the* determinant of European crude oil prices. The other main crude oils used in formula pricing are Alaskan North Slope (ANS) for most exports to the USA, and Dubai and Oman for the Far East. We comment further on these markets below.

THE SPOT MARKETS FOR CRUDE OIL

Since 1986 there has also been a marked shift in the way cargoes of crude oil are traded in spot markets. Generally throughout the world there has been a sharp decline in the number of deals done in fixed and flat price terms, since trades in which a fixed price is agreed leave the parties with the risk of price movements between the time when the deal was done and the time when physical ownership of the crude oil changes hands. Greater awareness of risk management in the oil industry has led to a change in pricing techniques, and now the normal method of agreeing a price in spot markets is to fix a price differential from an assessment of a stated marker crude oil. This concept is essentially the same as that embodied in formula pricing for term sales by producer countries, and has the same rationale. One variant of this is trigger pricing, where, depending on the specific deal, either the buyer or the seller has the right to choose over which period the prices are to be determined.

The shift to variations of formula pricing in crude oil spot markets has again increased the importance of the benchmark crude oil markets in setting price levels. As an illustration of this, Figure 1 shows the proportion of spot deals traded in fixed price terms, and the proportion traded as a differential to Brent, in the highly active North Sea market for UK and Norwegian crude oil (a combined production of some 4 mb/d)². As Figure 1 shows, before 1987 trade was dominated by fixed and flat-priced outright deals, but since 1988 virtually all trade has been carried out using differentials to Brent prices.

² Drawn from data in the Petroleum Argus crude oil deals database.



A similar pattern of a movement from fixed and flat to differential pricing is seen in the other key spot cargo markets, with most spot trade for West African crude oil being done as a differential to dated Brent, as well as spot trade in the Mediterranean for indigenous and also Iranian and Russian cargoes.

OTHER CRUDE OIL MARKETS

Prices generated by the Dubai forward market are used, either alone or in combination with Oman prices, as the marker for most crude oil sold under term contracts from the Middle East to the Far East. Oman prices tend to be assessed at a constant differential to Dubai by the major price assessment agency, and hence normally only the Dubai market matters. Term contracts to the Far East tend to utilise monthly averages of Dubai prices, and we have found that there is also a very close relationship between monthly Dubai averages and the official prices used by Abu Dhabi, Oman and Qatar. In total, prices generated by the Dubai market either directly or indirectly determine those of about 6 mb/d of Middle East production.

The total volume of trade in the Dubai market is about 10 per cent of that in the Brent market and has been declining in recent years. In particular there is now virtually no trade in single forward cargoes of Dubai with a fixed and flat price agreed. The Dubai market is

almost entirely composed of spread deals, either deals that trade the differential in price between Dubai for different delivery months, or that trade the differential between Brent and Dubai. Indeed, Dubai prices can only be assessed on the basis of trades in the Brent-Dubai differential, as there is insufficient trade at Dubai prices themselves to generate a price. We have suggested that, while used as a marker crude oil for the Far East, Dubai is in fact singularly unsuited to this role. Empirical work has shown that its price in fact arbitrages between Brent and Dubai in European refinery areas, and is relatively unresponsive to Far Eastern market conditions. Dubai performs very well as a marker for high-sulphur crude oil for delivery into Europe, but very badly as an indicator for the Far East. The participants in the Dubai market are by and large the same US and European companies involved in Brent, with very limited participation from Japanese and other Asian companies. In some ways Dubai has become close to being simply another Brent add-on market. Its prices can only be assessed via Brent market prices, and those prices are essentially European in that they arbitrage between low sulphur Brent and high sulphur Dubai at Rotterdam. It certainly appears to us that the current role of Dubai is not only intrinsically flawed, but also generates undesirable effects on the market. Smoother working of the Far Eastern crude oil market would appear to be the interests of both producers and consumers, and it is

precisely this which is hampered by reliance on Dubai prices.

The US crude oil market is in many ways a special case. Under US law its crude oil is not internationally tradeable, and, while the bulk of international trade takes place in water-borne cargoes, the US market mainly trades pipeline crude oil. The major US market is the New York Mercantile Exchange (NYMEX) light sweet crude oil contract, which is the most active crude oil market in the world, often trading in excess of 100 mb/d on a production base of some 1.25 mb/d. The major component of the basket of deliverable crude oils is West Texas Intermediate (WTI), and the market is often, but in a strict sense incorrectly, known as the WTI market. WTI is indeed the marker for trade in US domestic crude oil. However, it has little importance as a marker outside the USA, and does not affect the dominance of Brent. In particular WTI represents a very poor hedge for oil anywhere else, and its practical use as a risk management instrument outside the USA is strictly limited. Past experience with pipeline squeezes and decoupling of WTI prices from levels elsewhere in the world have left producer countries loath to use WTI in formulae. Generally, the price of ANS delivered to the US Gulf, a cargo rather than a pipeline crude oil, is used instead for term sales to the USA. However liquidity in this market is already insignificant and indeed still shrinking. The amount of ANS reaching the US Gulf rather than going to California is declining, and not all of this is offered on the market; on many days published assessments of ANS prices are made on the basis of market talk rather than on the details of any actual deals. The price of ANS is then a rather abstract and artificial construction, yet many countries use it as the marker for the US market. The absence of a meaningful cargo market price for delivery of crude oil into the USA appears then to represent another missing market.

SUMMARY AND CONCLUSIONS

The Brent market has the central role of setting the price level for crude oil, both term and spot, throughout Europe and Africa, and, through the Dubai market, in the Gulf and onto the Far East. Outside the USA, Brent sets the level of prices, with other markets (and officials setting term sale prices) setting the differential of other crude oil from Brent. Generally the variation in the level of prices is a large multiple of the variations in differentials, and so, outside of the USA, Brent can be considered as the central crude oil market. Further, our empirical work has showed that Brent prices tend to lead product prices in the key European Rotterdam market, i.e. that Brent is the market that absorbs and reflects new information fastest, and that this is eventually transmitted onto European oil product prices.

The current world oil price system is very much centred on Brent, which has no real serious rival for the role. Dubai has no real price setting role in itself, the US Gulf Coast ANS market is virtually non-existent, and WTI is a non-tradable US domestic pipeline crude. Classical economics tells us that prices should be set at the margin. However, often due to government prohibition, there is no market in marginal crude oil supplies. Brent is most definitely intra-marginal. In setting price levels it does then have to serve as a proxy for the margin, and process information accordingly. Economics alone does not help us much in assessing what the oil price set by Brent should be. Theoretically it should be somewhere between the marginal cost of production, and the price where substitutes would be drawn onto the market. In the case of oil this narrows to the range between \$2 and \$40 per barrel. Nobody would be happy with the consequences of \$2 per barrel oil, indeed one shudders to think of the likely effects on the political situation in producing countries, or again on consumer countries' indigenous energy industries. Likewise, \$40 per barrel oil would have serious consequences for consumer economies.

Given the political importance of the oil price, together with the distortions in energy prices caused by consumer country taxes, (OECD countries receive together through taxation many times more from oil than OPEC members in revenues), the economic price of oil is not at all a well-defined concept. We believe that oil prices are set in a range by the actions and policies, or at any rate the perceived policies, of the key oil-producing and consuming nations. The market then fluctuates within its perceptions of this range.

The demand for risk management of energy prices has increased sharply in recent years, to be sure from oil companies, consumer nations, and large industrial consumers, but also increasingly from producer countries, and most recently from the countries of Central and Eastern Europe faced with the shocks of liberalization and in particular of having to apply international energy prices. A profusion of new trading instruments has sprung up in response, and the ability to deliver effective results has become increasingly centred upon the various components of the Brent market. Yet, awareness of the market and of risk management in general, is still alarmingly low in some quarters, and if there is a single bottom-line with which to conclude this summary of our study, it is that no means of promoting it should be neglected.

© Oxford Institute for Energy Studies, 1993
Oxford Institute for Energy Studies
57 Woodstock Road
UK - Oxford
Fax: (44) 865 310527

MEDIUM-TERM ENERGY CHALLENGES FOR THE EC -
THE EXTERNAL DIMENSION
Third Conference of the Centre for Global Energy Studies

Address by

Mr C. S. Maniatopoulos

Director-General for Energy, Commission of the European Communities, London, 5 April 1993

It gives me great pleasure to have been invited to the Centre for Global Energy Studies and to have the opportunity of presenting to you for discussion some of the major issues facing the European Community in the energy field. My aim is to give an outline of how the Commission perceives developments in this area, with particular emphasis on the external dimension, and to bring you up to date on the latest thinking.

Although much energy policy making in the Community is still done at Member State level, the involvement of the Community has come to be essential in many areas. At the moment there is much debate on where to draw the boundary. However, it is clear that from a practical point of view certain issues can only sensibly be tackled at a Community level, and this tendency is likely to be reinforced by continuing progress in European integration. In the Commission, which has the responsibility for proposing the policy tools that will enable us to secure our common goals, we are conscious of the difficulties inherent in reconciling conflicting objectives and divergent interests, and in meeting our obligations to the wider international community. These pressure are particularly acute in the energy area since energy policy impinges on so many other policy areas: security, environment, economic, trade, to

mention but a few. Given this complex web of relationships, and the difficulties involved in drawing together the different elements you can understand why we attach great importance as a Commission department to explaining our initiatives and listening to the views of those directly concerned by them. In fact, we must proceed by discussion and persuasion if we are to develop a framework in which meaningful results can be achieved.

THE INTERNAL ENERGY MARKET

Such a process is extremely complex. This has been particularly evident over recent years when the major focus in the Community, as regards energy, has been the drive to achieve the internal energy market. In the Community framework, all Member States subscribe to the view that an integrated energy market is essential if we are to reduce energy costs, take advantage of complementarities between the Community's energy industries, increase trade in energy products between the Member States, and thereby make an improvement in our overall energy security. It is, however, extremely difficult to identify anything approaching a common vision as to how and when this will take place.

Although, as is well-known, the Commission was itself able to make far-reaching proposals for the energy sector, and in particular the gas and electricity sectors, the difficulties, both technical and political, that we faced were underestimated.

We in the Commission believe that the economic and political case for the introduction of more open and

competitive markets in the energy sector remains extremely sound. However, given the complex nature of energy markets and their special features, more time and increased flexibility will be needed for such an evolution.

I should not like to dwell too long on the development of the Community's internal energy market which is not the major focus of my intervention today. Nevertheless, we need to recognize that this dynamic process is likely to have far-reaching implications not only in the Community but in a wider geopolitical framework. It is interesting to note that in the context of a global energy market many other countries and regional groupings are recognising the benefits of liberalizing and deregulating their energy sectors.

THE EXTERNAL DIMENSION

It is to the external dimension of Community energy policies that I should now like to turn my attention and examine how these energy policies interact with global developments. The Community still needs to import 50% of its energy and for oil its dependence is even greater - around 70%. Given the crucial importance of oil in the transport sector, as well as declining production in the Community, our dependence on imported energy, and in parallel our energy security concerns, are likely to increase.

In recent years a difference in approach as regards energy security has emerged which is of capital importance. In the past the focus was on defensive and protective measures both within the Community and other international fora such as the IEA. In the last few years this approach has given way to one of dialogue and an increasing emphasis on mutual interest.

In this context the Community is committed to strengthening and intensifying its economic, trade, and investment links as well as its political relations, with those countries on which it depends for its energy. The other side of the coin is that these producing countries also have an interest in strengthening their links with consuming countries if they are to prosper. Interdependence between the consumer and producers must not be seen as a weak link but as a relationship in which both sides can gain mutual advantage. Energy trade links must foster investment and technology flows so that we can underpin our energy security and producing countries can obtain the resources vital for their development.

The Community, as the world's largest importer of energy and the major exporter of technology, has an important role to play in this process. It has a common geopolitical interest with the major oil exporting countries in fostering mutual cooperation. This explains why the Community is the most active

advocate, compared to other countries and regions, in intensifying dialogue and cooperation links.

RELATIONS WITH THE EAST

There are two main Community initiatives in the external energy field that I should like to dwell on. The first concerns our relations with Central and Eastern Europe and the former USSR; countries on our own doorstep and for whom, therefore, the Community feels it has a special responsibility. In many ways energy was the cement that held this disparate empire together for so many years. As these countries embarked on the path of reform both politically and economically it soon became clear what price had to be paid. It is not only that energy resources were and still are, to some extent, being wastefully squandered, with dire results for the environment; probably much more important is the fact that the income from energy resources may be the only immediately available and efficient instrument for maintaining stability in these countries in their transit towards the market economy and open democracy, a process whose success is vital for peace and stability in this part of the globe.

A first step in dealing with the complex tangle of problems in the energy sector is being addressed in the framework of our aid programmes. These programmes are targeted at providing the technical assistance whereby these countries can establish the right framework, based on market principles and deregulation for their energy industries and consumers and identify the areas where resources are needed.

It is clear that in order to develop their own energy resources and infrastructure, enormous investments will be needed. These countries, particularly Russia, do not have the resources or the technology to meet this demand. In the West, some investment flows will undoubtedly be provided by official bodies, but the bulk will have to come from the private sector, which will want solid guarantees of the conditions in which it will be investing.

THE EUROPEAN ENERGY CHARTER

It is to provide this framework that the Community launched the idea of a European Energy Charter¹. Its main objective is to provide a political umbrella for both traders and investors in energy as well as for producers.

The European Energy Charter was signed in The Hague in December 1991, and there are now some 50 signatories: all OECD countries including the

¹ See article elsewhere in this issue, and *Energy in Europe* Nos 18-20.

Community and nearly all the countries of Eastern and Central Europe and the former Soviet Union. The main aim is to enable the economic operators in the West to invest and operate in the energy sector in Central and Eastern Europe and the former USSR, and thereby help generate much needed economic activity there. It will also benefit the European and world environment by encouraging investments in energy efficiency and transferring know-how and technologies in this field to the countries of the former Soviet block.

The Charter is a framework for cooperation on energy matters based on market economy principles and non-discrimination, which is to be implemented by means of a Treaty, or 'Basic Agreement', currently being negotiated. The key features of the Basic Agreement will be provisions protecting investment and trade provisions. On investment, our objective is to make 'National Treatment' (the principle whereby foreign investors are given the same treatment as domestic ones) a basic principle. On trade, the Community would want GATT principles which have served the Western world so well in the post-war world to be used as a model. On the transport of energy, the Basic Agreement should allow countries and investors to transport their energy products across the territory of other countries in order to reach their export markets. The acceptance of Charter principles and their application would be an important signal to investors, many of them in the Community. It is only in such a context that the vast sums needed would be committed to stabilize and develop Russia's hydrocarbon sector. We need to bear in mind what the alternative might be to no agreement: very probably enhanced, aggressive bidding for local energy resources in the East, irrational distribution and even dangers of conflict. It would undoubtedly result in the prolonging of wasteful energy use, underdevelopment, and environmental damage at a global level.

RELATIONS WITH PRODUCING COUNTRIES

I should now like to go to the other important element of the Community's external energy relations. Although the Community feels it has a special responsibility for Europe as a whole, both its thinking and action reach far beyond our continent. In this respect the Community has a long tradition of building bridges between the industrialized developed countries and the developing world. The Community has been particularly active in promoting dialogue with its energy suppliers in the framework of the Consumer/Producer dialogue and bilaterally through its Agreement with the countries of the Gulf Cooperation Council and the long-standing Association/Cooperation Agreements with its Mediterranean partners. In the framework of such Agreements, and

indeed with the developing world in general, we need to find ways to deal with the specific problems in the energy sector facing developing countries.

I am happy to see that a genuine dialogue between oil producing and oil-consuming countries has come about in recent years particularly following the high level seminar in Paris in February 1992, and the meeting of Ministers at the Bergen Conference last July. These meetings enabled both sides more clearly to understand the linkages between developments in energy markets, environmental issues and economic development. It also gave an opportunity for policy makers on both sides to obtain first hand information on the areas of policy where there are important differences of view.

The time is now ripe for real progress with a new exchange of ideas. Such an exchange will establish whether there is scope for real dialogue or whether in reality these contacts are merely an exchange of words masking a lack of political will for real cooperation. At the next meeting we are in effect condemned to tell the truth and thus either make progress or downgrade our expectations. Of course in such a dialogue we cannot be looking for an agreement on prices or quantities, which are for the market to determine. However, a better understanding between the two sides is required that recognises the need for legal and institutional changes in order to encourage interdependence, cooperation and development. This is particularly important in the current recessionary climate, when the risks of failure are so large.

And so the Community believes that through such close cooperation solutions can be found that do not damage either parties' vital interests. It is, therefore, important that the dialogue at Ministerial level, later this year in Spain, should be substantial, frank and open. It should focus on the interrelationships between energy, the economic situation and general geopolitical aspects without, of course, leaving out energy and environmental issues, which unfortunately have become controversial subjects.

ENERGY AND THE ENVIRONMENT

Let me now, Mr Chairman, say a few words on the subject of the interaction between energy and the environment, which is of prime interest to the audience and on which I have been asked to explain the Community position. First of all, the Community is not a recent convert to the need for action on the environment. The protection and improvement in the quality of the environment, not only for our own citizens but at a global level, has long been one of its leading priorities.

What has changed significantly in recent years is that these concerns have become deeply rooted in the

public at large, and this is particularly striking with respect to the problem of global climate change. Against this background, and, given the scientific case on the effects of fossil fuels on the global climate, the Community had a responsibility to act. At a political level, in fact at the level of the Council of Ministers, the Community took the decision that emissions of CO₂, one of the major greenhouse gases responsible for global warming, should be stabilized at their 1990 level by the year 2000. Subsequently, Ministers instructed the Commission to propose a concrete strategy that would lead to this objective being met.

Of course, the greenhouse problem is a global one and, therefore, we need the widest possible cooperation of all countries. In this context we support the principles set out in the Climate Change Convention, negotiated at Rio, which recognised the contrasting responsibilities and capabilities of developing and developed countries.

In the Commission we have been working on a strategy to meet our commitment that embraces a wide-ranging package of measures at both Community and national level. In the energy sector we have already drawn up the SAVE and ALTENER programmes that will contribute to further improvement in our energy efficiency and increased development of new and renewable energy resources. In addition, in our Energy Technology Programme (Thermie), and in longer-term research and development programmes, we are focussing on energy technologies that can produce significant environmental benefits.

However, our analysis has shown that while these measures make a significant contribution - a reduction of about 7.5% in the estimated increase of 11% in EC CO₂ emissions on present policies - they are unlikely alone to be sufficient to attain the Community's CO₂ stabilization objective. In the Commission's view, higher energy pricing by the use of taxation is necessary to complement the above programmes. The contribution of fiscal measures would amount to around 3.5%, less than one third of the total CO₂ abatement effort to be made.

THE CO₂/ENERGY TAX

This is the foundation of the proposal for a tax which would be brought in gradually and given a 50% weighting according to the carbon content of the fuel. The tax-induced CO₂ emission reduction would be brought about mainly by improvements in energy efficiency, but also by some substitution effects. It is likely that there would be a shift away from high-carbon energy fuels such as coal and lignite, towards gas and oil, which would principally benefit the Community's external suppliers. Unlike initiatives under discussion in other major energy-consuming

countries, the Community's proposal does not discriminate against certain fuels such as oil.

It is well known that adoption of the Community's proposal is conditional on other major industrialized countries taking similar measures. We need a global solution to this problem, as partial ones would introduce distortions in international trading relationships and investment flows that would, at the end of the day, negate our efforts.

I should like to touch upon a number of criticisms that have been levelled at our proposal.

- Fears are expressed that the widespread application of a CO₂/energy tax would exacerbate the recession, with a negative impact on the world economy and developing countries. However, since the Commission proposal envisages no overall increase in the burden of taxation - the CO₂ tax would be fiscally neutral - there should in principle be no depressive effects at macro-economic level. Indeed, governments would have an opportunity to shift the burden of taxation to favour energy efficiency and environmentally friendly products that lead to lower CO₂ levels.

- A more deep-seated fear is the impact such a tax could have on energy demand and on the revenues of oil and gas exporters' earnings from these resources. It is also argued that over a longer period such a tax would lead to a lower level of investment in exploration and production, and thus to supply bottlenecks.

In my view these concerns are unfounded. Our proposal, if it is to be effective, will reduce energy demand and this must include fossil-fuels and make for a more efficient use of scarce energy resources. However, our analysis shows that our proposal for an eventual \$10/barrel CO₂/energy tax would achieve results primarily by improvements in energy efficiency. Oil's share of the market would fall only marginally from 42.8% in 1990 to 41.7% in 2000, whereas the share of gas will increase from 18% to 23%. The greatest burden of the tax will fall on coal whose share of the energy market will fall from 24.4% to 20.6%.

In these circumstances it is likely that a CO₂/energy tax, or even the prospect of one, will facilitate the necessary small adjustments by keeping price levels firm and maintaining stability on the market. This will be of benefit not only to oil producers, but will also contribute to stimulating increased production by the end of this decade. If we go on to apply our tax of \$10/bbl in full, oil revenues in real terms are still expected to rise due to persistent demand. Even if all consuming countries were to apply the tax, this scenario is also likely to hold true so long as producers refrain from cut-throat competition for market share.

CONCLUDING REMARKS

In the continuing debate on this problem I believe all sides, both energy producers and consumers, have come to understand each other's views more clearly. We all have an interest in securing stability and security in the global energy market, and inter-dependencies are if anything likely to increase in the future. Both sides also need to take into account other developments, particularly in the poorer developing countries, whose energy use is likely to mushroom as a result of fast-growing populations and a legitimate interest in improving their living standards.

We have all made a commitment to promote sustainable economic and social development. If we are to deliver the goods, we need to cooperate in modifying our production and consumption patterns to take account of environmental externalities and the non-substitutability of natural resources, while at the same time ensuring the transfer of resources and technologies to developing countries so that they too can embark on the path of sustainable development. Consumers and producers of energy need to work together determinedly if this objective is to be secured.

My closing point is an important one. The Community does not claim to have all the answers to the many complex problems that face us in the energy area, but neither can we be accused of complacency. Many of the issues now under discussion require our urgent attention. We have an opportunity, in the more favourable geo-political situation following the end of the cold war, to build the better future we all aspire to.

Thank you for your attention. ■

**EUROPEAN ENERGY CHARTER:
THE ROAD TO THE 'LISBON TREATY'**

BY P. d'Amarzit, DG XVII
Energy Policy-making Unit

In 1991 the European Community organized an International Conference to draft a European Energy Charter. The objective was to define common rules paving the way for development of the energy resources of the Charter countries and more rational use of the available supplies, while making sure to protect the environment and improve security of supply. This is the latest in a series of articles reviewing progress in the negotiations aimed at translating the Charter into legally binding international commitments.¹

When the original idea which led to an Energy Charter was unveiled by Dutch Prime Minister Lubbers, at the European Council meeting in Dublin in June 1990, his basic aim was to create conditions for cooperation in the energy field between the EC Member States and the former communist countries. It was the age of perestroika with Mr Gorbachev still Head of State, but the effects of Moscow's new policy were already beginning to be felt. Countries such as Poland, Hungary, Romania, Czechoslovakia and Bulgaria which, until then, had been sheltered by energy supplies from the Soviet Union, suddenly had the liberty to which they aspired, but were cut short of oil, gas and electricity. Budapest, Warsaw and Prague turned to the West for investment and technological assistance to harness their own resources. However, the rules in force in these countries left western companies reluctant to make any move for want of adequate guarantees.

The Chernobyl nightmare was still fresh in the mind and everyone knew that other power stations of the same design were still in operation. At the same time, the Soviet Union was seeking assistance to manage and develop its transmission grids. An international commitment which would ensure that companies provided the funds, staff and technology for developing and restructuring the energy sector was the only answer.

From the Community's point of view, the Charter was essential in many respects. In particular, the Republics of the former Soviet Union offered abundant, diversified energy supplies. However, wastage and low energy-efficiency made it impossible to harness their full potential and created an increasingly urgent need to take action to limit decline and environmental damage.

In this connection, it is important to recall the share of world energy production taken by the Republics of the former Soviet Union, with 10% of all nuclear power, 15% of coal output, 20% of oil and almost 40% of natural gas production, plus a similar share of the proven reserves, at least of coal and natural gas.

What is more, these Republics, especially Russia, are also leading exporters of energy, particularly of oil and natural gas.

This chance to contribute to developing and harnessing these resources presented the European Community Member States with an opportunity to obtain further diversification of their supply combined with the greater security which they needed. It was therefore essential for them to help these Republics to optimize their production and steadily increase their efficiency in every branch of the energy industry.

Against this unique background, in Rome in December 1990 the Community Member States recognized the need to create a climate of mutual confidence which

¹. See *Energy in Europe* Nos 17, p. 7; 18, p. 71; 19, p. 69; 20, p. 69.

would encourage investment and trade and enable businesses to take action to achieve these objectives.

Accordingly, they decided to define the legal framework for such cooperation in the form of a Code of Conduct to be observed in this particular case.

The process leading to the Charter signature in December 1991 has been described in previous articles, to which the readers may also refer² for detailed description of the central aims and undertakings contained in the text.

At the moment, the priority is to complete the negotiations on the Charter Treaty which will give legal force to the Charter commitments. Although these are still under way, very substantial progress has been made and it is now possible to see which form the new Treaty is likely to take. The description which follows is, however, provisional. The negotiations are still going on (June 1993) and a number of issues are still contested by one or more countries.

The draft currently on the negotiating table covers practically every aspect of energy policy and, in principle, should apply to every branch of the energy industry. It contains 45 Articles divided into eight Chapters:

- Definitions and principles;
- Markets;
- Other perspectives (including transport and transit, transfer of technology, access to capital and the environmental aspects);
- Investment promotion and protection;
- Dispute settlements;
- Contextual (including the exception clause);
- Structural and institutional;
- Final provisions.

One central aspect of the new Treaty will be the treatment of investments. In its present form, the Treaty will commit all countries to creating stable and favourable conditions for investors and to ensuring that investments are given protection and security by guaranteeing them against unfair or discriminatory treatment. A number of related provisions will safeguard other rights for investors, for instance the right to bring in key personnel and to transfer earnings abroad. In general, these rules will provide investors with the type of safeguards which already exist in the West.

One of the key concepts of the whole Treaty is that investors from any of the Charter countries should be treated no less favourably than companies from the country in which the investment is made (national treatment). This commitment not to discriminate against foreign companies would be absolute once investments are made. In the pre-investment stage a few countries, in both East and West, have laws which

favour their own domestic companies as far as the right to invest is concerned. The existing situation will, however, be subject to a 'standstill' in the sense that all countries, whether or not they have such laws, will undertake not to increase the level of discrimination. There will then be a review procedure (rollback) in which the Conference will discuss such exceptions with the countries concerned, with the aim of eliminating all such discrimination in Charter countries.

Finally, the Treaty also includes clauses to protect investors and pay them compensation in the event of expropriation.

The Charter Treaty recognizes State sovereignty over energy resources and, in particular, stipulates that each State "holds the rights to decide the geographical areas to be made available for exploration and development of its energy resources and the rate at which they may be depleted or otherwise exploited."

It also recognizes their right to lay down the conditions necessary to protect the environment and maintain safety.

However, the signatories will have to give an undertaking to facilitate access to resources and, therefore, to keep the rules on the exploration, development and acquisition of energy resources transparent and non-discriminatory. To this end, rules on mining rights must be adopted where this has not been done already. The signatories will also have to guarantee access to the technologies needed to exploit the resources.

In return, they will be required to promote access to local and export markets, taking due account of the need to allow market forces free play and to stimulate competition.

Free trade is the corollary to development and diversification of resources. In this connection, the Charter Treaty provides for free trade in energy products and, accordingly, provides for the removal of all remaining barriers. This will be achieved by a legally binding commitment to follow GATT rules and application thereof to all the signatories of the Charter, even though many of these countries are not yet GATT members.

Under that approach, the Charter countries will, for instance, commit themselves not to erect trade barriers or increase tariffs on energy imports. There will be safeguards against 'buy national' procurement policies operated through State companies. The Treaty will also define mechanisms for resolving energy trade disputes. In practice, these rules will have to be backed up by the construction of interconnected grids, modernization and extension of the existing grids and the establishment of interconnections. Freedom of transit will be of the essence and must, therefore, be guaranteed. In this connection, the Treaty stipulates

² Especially *Energy in Europe No 19, pp. 70 ff.*

that each country concerned must take the measures necessary to facilitate such transit, for instance through interconnected gas or electricity systems, and, in particular, prohibits them from interrupting the flow of energy in the event of any dispute over the terms and conditions of transit until an amicable solution is found or a court ruling is given.

In recognition of the major importance of energy production and use for the European and world environment, the Charter Treaty will commit the Charter countries to policies which take full account of environmental needs and costs.

Other Articles in the Treaty will deal with taxation, access to capital, technology and intellectual property, as well as defining dispute procedures under which companies or their governments can take up cases breaching the Treaty rules.

A further important issue also now being discussed in detail is the question of the transitional measures for countries of Eastern Europe and the former USSR. It is accepted in the Conference that some of these will need time to change or develop their laws and practices, before they can complete the transition to an open energy market. On the other hand, no country will wish to deter investors by insisting on lengthy and complex transitional measures. No less than 23 countries are concerned and a detailed review of the arrangements needed was begun in March 1993.

In March 1993 the Conference reached agreement in principle, subject to resolution of minor points only in a few cases, on a number of key aspects of the Charter Treaty, namely the specific provisions dealing with Energy Transport and Transit, the Environment, Investment protection, and the institutional arrangements to be made to apply the Treaty in practice (Standing International Conference with a small permanent secretariat).

Consensus has also been reached, to the point where no substantive problems subsist, on provisions dealing with competition, transparency of laws, voting and financial arrangements.

The outstanding areas now forming the 'hard core' of the most difficult and politically sensitive arrangements to be negotiated are therefore safeguards to be provided for investment, especially against discrimination on nationality grounds, and the whole matter of trade rights and obligations already alluded to, especially in the evolving context of GATT membership and obligations.

Once signed, the new Treaty will be sent for ratification by the Parliaments concerned and will come into force after the thirtieth signatory country has ratified it. But the signatories will apply the Treaty on a provisional basis from the time of signature. It will be possible for other countries to join the Treaty later

on or to negotiate association agreements with the Charter group.

As the first example of international solidarity in the energy field, the Treaty implementing the European Energy Charter must harness the potential of this sector in Eastern Europe and in the Republics of the former Soviet Union and, accordingly, promote the growth of trade between all the signatories.

The Community Member States and the Commission have committed themselves to do everything possible to enable the negotiations on the Charter Treaty to be concluded in 1993.

The Charter Treaty is due to be signed by all the participants at a conference hosted by the Portuguese Government. Once ratified, this Treaty will provide firms taking the risk to invest with the protection which they need. It will then be up to them to seize the opportunity and to step up their efforts so that they can reap the full benefit of this new cooperation. ■

G - 24 ENERGY WORKING GROUP MEETING
Tallinn, Estonia - 4-5 March 1993

BY Peter NAGY, DG XVII
Cooperation and Coordination Unit

The Energy Working Party of the Group of 24 held a special meeting in Tallinn on 4-5 March on energy assistance to Estonia, Latvia and Lithuania, under the chairmanship of Mr Jean-Claude Guibal, Principal Adviser in the Directorate-General for Energy of the Commission of the European Communities.

The meeting was hosted by the Estonian Minister for Energy, Arvo Niitenberg; Deputy Minister Gunars Koemecs and Deputy Minister Kutas led the Latvian and the Lithuanian delegations respectively.

Representatives of the EIB, EBRD, World Bank, International Energy Agency, Economic Commission for Europe of the UN, and Nordic Investment Bank also took part in the meeting.

The meeting took the form of a plenary session, and sector working groups on energy strategy/energy saving (co-chaired by the IEA and Denmark); electricity (chaired by the EIB); gas (chaired by EBRD); and oil refining/transport (chaired by the World Bank).

The Tallinn meeting was a follow-up to that of G-24 Senior Officials held on 23-24 November in Riga, centred on assistance to Estonia, Latvia and Lithuania, at which the need was agreed for a regional energy perspective in the Baltic area.

While acknowledging the short-term energy supply difficulties facing the three Baltic countries, the G-24 Energy Working Group focused on:

- the identification of longer-term energy policy strategies of a regional, and in particular, Baltic character;
- the identification of energy projects in the Baltic region, in which G-24 donors can provide co-financing or other forms of cooperation.

Participants recalled the need, in restructuring the energy sector, to implement the principles of the European Energy Charter. It was recommended that the Baltic countries step up their own efforts to

introduce legislation on such matters as energy investment protection.

It was also agreed that restructuring of the energy sector in the Baltic region should be underpinned by increased moves away from technical assistance projects (to be financed with grant aid) towards investment projects. Rather, institutional reform in the energy sector would henceforth become a priority target for technical assistance.

Development of energy projects in the Baltic States, both at national and regional levels, should emphasise the potential for development of indigenous energy resources. It was stressed that energy conservation should be considered as a contribution to energy supply in its own right. Rehabilitation of existing capacity in the Baltics calls for more attention at this stage than the building of new capacity.

The role of the G-24 Project Database was emphasised as a means of coordinating assistance among donors, and for use on request by the beneficiary countries themselves. Participants were urged to complete and update their inputs to the database, and also to consider making it available to industry.

The representatives of both the G-24 and of the Baltic countries highlighted the benefits to be gained from regional cooperation and from taking advantage of complementarities between the countries of the region. Regular meetings between Baltic energy Ministers were welcomed as a means of coordinating energy policies and projects. There was agreement on the need to increase local Baltic involvement in programmes and projects financed by G-24 members and international donors.

In the four Working Groups the following issues were highlighted:

- the *energy strategy/saving group* recommended a regional energy survey and increased cooperation

between the three countries especially on large-scale investment projects;

- the **electricity group**, recognising the interdependence of the three Baltic countries in the electricity sector, suggested regional cooperation on the following issues:

- a regional least-cost development study in the power sector, which should also take account of the future role of nuclear power in the region;
- support for BALTEL, the proposed Baltic electricity system;
- support for assessments of interconnection opportunities with Finland and Poland.

- the **gas group** acknowledged continuing heavy dependence on supplies from Russia, but stressed that the only grounds on which diversification of gas supply was regarded as a long-term prospect were the large investment costs involved. In the short- to medium-term, the Baltic region would benefit from an integrated regional approach to existing gas storage facilities in Latvia;

- the **oil refining/transport group** suggested a similar regional approach to the Mazhikia refinery (in Lithuania), and on existing port and pipeline facilities across the Baltic countries. In any regional approach, account should be taken of Estonia's indigenous resources, especially oil shale.

The G-24 Energy Group agreed to review the follow-up given to its main conclusions and proposals in one year's time. A first stock-taking will take place at the workshop on the Baltic energy sector planned by Denmark, to be held in June 1993 in Copenhagen.

**OPENING SPEECH TO THE G-24 ENERGY
WORKING GROUP BY THE CHAIRMAN,
MR JEAN-CLAUDE GUIBAL,
PRINCIPAL ADVISER IN DG XVII
Tallinn, 5 March 1993**

First of all I would like to thank the Estonian Government and especially Minister Niitenberg very much for hosting our G-24 meeting in the centre of beautiful medieval Tallinn. I also welcome Deputy Minister Koemecs heading the Latvian delegation as well as Deputy Minister Kutas from Lithuania and their staffs.

I should also like to thank all delegations around the table, who have travelled from far away to Tallinn to work together on the energy sector in Lithuania, Latvia and Estonia. Special thanks go to Denmark, which was so kind as to postpone its meeting on the Baltic energy sector to June.

Our gathering today is a sign that the G-24 considers cooperation with all Central and Eastern European countries equally important and that the extent of our

cooperation is not dependent on the population size of the country concerned.

We are today honouring the important role played by the Estonian, Latvian and Lithuanian people in their effort to regain independence.

We all recall the 'Baltic Chain' of 1989, uniting hands from Vilnius through Riga to Tallinn, expressing the joint struggle towards independence.

We hope that this spirit of cooperation between the three Baltic States may inspire future regional cooperation, especially in the energy sector. Regional energy cooperation is precisely the subject of our work today and tomorrow.

The Baltic countries have courageously decided to go down the stony path of political and economic restructuring, including in the energy sector. The G-24 has decided to support and assist the Baltic countries in this restructuring process.

Various countries and groups of countries, such as the European Community, have already signed agreements on cooperation and trade with Latvia, Lithuania and Estonia. However, as we understand, there are various sectors without such agreements between the three countries themselves.

In the energy sector not only the expression of solidarity, but also the fact of interdependence between 'East and West', has already been enshrined in the European Energy Charter. This document, a European Community initiative, was signed in 1991 by nearly all G-24 members and by the Central and East European countries, including the Baltic States.

Implementation of the European Energy Charter, through the Basic Agreement and Sector Protocols will require a special effort by all signatories including of course Estonia, Lithuania and Latvia. Legislation will have to be drawn up on such matters as investment protection, energy trade, and environmental protection.

In the energy restructuring process other issues are also at stake: adapting prices to world levels is an obvious need, but there are also energy efficiency and conservation, which we consider as a contribution to energy supply in its own right. These measures, already underway in the Baltics, have and will continue to have a beneficial influence on the environment, the protection of which is today an integral part of energy policies in the G-24. Restructuring also means increasing the safety of nuclear power plants, such as that at Ignalina in Lithuania. We are aware that the restructuring process entails difficult choices and can have serious social effects.

Just like most of the G-24, the Baltic countries are concerned about the security of energy supplies. We all know how dependent the three are on their Russian neighbour.

It is therefore necessary to diversify both geographically and by type of fuel. Both interconnection of gas and electricity networks and the development of local energy sources will be important under this heading.

However, to quote the very useful IEA report for which we thank that body for having made it available for our discussions: 'energy security does not necessarily mean energy self-sufficiency'.

Let me just recall in this respect that the European Community is dependent on imports for over half of its total own energy supplies, and this dependence reaches 70% in the case of oil supplies.

We think that cooperation between the Baltic countries is and will continue to be an important factor in addressing the security of energy supply in the region.

The G-24 members as a group, but also individually, have already started technical assistance programmes with the Baltic States. The EBRD and the World Bank have launched loan programmes and the EIB will follow soon. The Community is working through its PHARE and Thermie Programmes.

These programmes will create the necessary conditions for the inflow of private investment capital, which is crucial for economic recovery.

Today's meeting of the G-24 Working Group on Energy is a novelty: it is not only the first to be held in one of the Central and Eastern European countries, but also the first to address regional energy cooperation between three selected countries. Our meeting should be considered as a follow-up to the G-24 Senior Officials' meeting in Riga in November. Energy was considered then to be one of the key factors in the economic recovery of the Baltic. Our meeting here will prepare the forthcoming Ministerial meeting of the Council of the Baltic Sea States on 16-17 March 1993.

Let me briefly recall the main aims of this meeting as agreed between us.

Firstly we will try to identify longer term energy policy strategies, both on the general and sectoral levels, which have a regional character, meaning between the three Baltic countries.

Secondly, we shall endeavour to identify regional or national energy projects in the three Baltic countries, involving co-operation or co-financing between G-24 donors.

These objectives fully reflect the 'need for a regional perspective' in the Baltics, as identified at the Riga meeting.

One of the 'rules of the game' agreed is that we shall not dwell upon the difficulties faced by the Baltic countries this winter. We of course understand that the situation is indeed very difficult, but these matters were already discussed at the G-24 meeting in Riga.

Nevertheless, given the real urgency of this issue, some time will be devoted to it again here.

Another agreed rule should be that nuclear energy is not a separate subject for discussion at this meeting, being addressed in the specialized G-24 group on nuclear safety. It is however clear that nuclear electricity will find an implicit place in the electricity working group.

I hope that the results of our discussions may be converted into concrete projects to the benefit of Estonia, Latvia and Lithuania both individually and at a regional level.

Also, in order to monitor the effectiveness of our meeting, I would propose to review the follow-up given to our main conclusions and proposals in a year's time.

I wish all delegations, including the chairmen of the working groups, whom I should like to thank for having taken up their task, fruitful discussions. ■

TACIS 1992 - ACTION IN THE ENERGY FIELD

BY Claudia Gintersdorfer, DG XVII

Cooperation and Coordination Unit

In the two years since its inception the Community's programme of Technical Assistance to the CIS & Georgia has undergone a fundamental change of approach following the disintegration of the Soviet Union.

The 1991 programme, conceived for the whole of the USSR and divided along sectoral lines into five priority areas for assistance¹, required adjustment almost immediately following the signing of the five Financing Memoranda on 12 December 1991.

A commitment to implement the 1991 programme on the basis of the original plan was obtained from the 12 New Independent States (NIS) in a 'Protocol of Agreement', signed in Moscow in February 1992, but inevitably modifications reflecting the new political realities gave rise to complications and delays. Nevertheless, by the end of 1992 all funds had been committed and the process of tendering for and awarding contracts almost completed.

Of the total MECU 450 available for 1992, part was reserved for regional projects (with a special allocation of MECU 100 for nuclear safety) and miscellaneous funds such as the EBRD Bangkok facility and the establishment of Coordinating Units. The remainder was divided among the 12 NIS according to a key based on demographic and economic factors such as population size and per capita national income.

1992 APPROACH

In addition to ensuring implementation of the 1991 programme, the Protocol established basic principles for future cooperation which underlie the 1992 approach.

Its principal innovation is that negotiation, definition and implementation will take place on a **bilateral**, geographical basis:

- Indicative Programmes, tailored to the specific needs and priorities of the recipient state, were signed by each of the NIS;
- the authorities of each State appointed a high level 'National Coordinator' as the Commission's official interlocutor;
- Coordinating Units, assisted by EC-financed external consultants, were set up in each NIS to assist with day-to-day management of the programme as well as assessing the development needs of the country and identifying key sectors and potential projects for Technical Assistance.

Another important change from 1991 is the shift from sectoral to more **integrated projects**, aimed at enhancing the impact of Technical Assistance through regional and sectoral linkages, and the concentration on a few priority sectors per country. While a number of new focal areas were added, continuity was ensured by building on the priority sectors identified in 1991.

The overall structure of the programme was reorganized on the basis of the following categories:

- Human Resources Development (training, social policies)
- Food Production and Distribution
- Networks (energy, transport, telecommunications)
- Support for Enterprise
- Policy Advice to Governments (all sectors).

¹ The priority areas were: training; energy; transport; financial services and food distribution.

PROCEDURE

Although based on this new bilateral approach, the procedure for 1992 follows the same basic steps as in 1991:

1. a **Programming Document**, proposing the overall budgetary breakdown and choice of sectors, was submitted to the Management Committee (composed of representatives of EC Member States and chaired by the Commission) on 5 March 1992.
2. 12 **Indicative Programmes** (IPs), containing development priorities and objectives and areas of concentration, were signed by the recipient states during programming missions in March and April 1992 and subsequently approved by EC Member States.
3. 17 **Action Programmes** (APs)², covering the overall strategy and principal actions for all sectors, were elaborated following sector identification missions during June-September 1992. The APs were approved by the Management Committee in the autumn of 1992.
4. **Terms of Reference** (TOR) are being drawn up by the Commission services on the basis of the work undertaken during the sector identification missions, which included experts from the EC private sector.
5. **Calls for tender** will be launched after approval of the TOR by the national Coordinating Units.

ENERGY SECTOR PROGRAMMES 1992

Energy, which received the largest share of the TACIS budget in 1991 (MECU 115 out of a total MECU 400), continues to feature among the priority sectors for 1992. Approximately MECU 45 will go to non-nuclear projects in each of the NIS and the regional programme, while MECU 100 have been reserved for nuclear safety.

The following is a brief summary of the energy sector programmes as outlined in the APs, which may, however, be subject to modifications:

Armenia (MECU 1)

The programme comprises two actions:

- (i) provision of advice to government and the establishment of an Energy Centre for the promotion of energy efficiency;
- (ii) a study to assess Armenia's hydrocarbon deposits.

Azerbaijan (MECU 1.5)

Advice to government in the areas of energy policy and restructuring, the establishment of a legal framework

with a view to attracting foreign investment and the promotion of energy saving.

Belarus (MECU 1.9)

A group of experts will provide advisory services on energy strategy. Advice will focus on privatization and legislative matters, the formulation of an energy strategy and pricing. Moreover, pilot projects to improve energy efficiency and a management training programme are envisaged.

Georgia (MECU 0.5)

Advice to the electricity board on the development of energy policy, management and organizational issues, energy efficiency and the formation of joint ventures.

Kazakhstan (MECU 4)

The programme will comprise four actions:

- (i) a high-level group of advisers will assist the Ministry with the development of energy policy, sector restructuring, and a legal framework as well as undertaking specific studies on restructuring;
- (ii) a Management Training Centre;
- (iii) an Energy Centre for the promotion of energy efficiency;
- (iv) a study on hydrocarbons exploration.

Kyrgyzstan (MECU 1.5)

Advice to government in the fields of energy strategy, restructuring of the electricity sector, hydroelectric resource planning, administration of the oil and gas sector, and energy saving.

Moldova (MECU 2.19)

The programme will comprise:

- (i) advice to government on the development of an energy supply strategy;
- (ii) support for restructuring and in particular converting to normal funding conditions of the sector.

Moscow (MECU 4.8)

Assistance in developing key energy policies will be pitched at three levels: government and related agencies, regional authorities and industry.

St Petersburg (MECU 4)

Support will be given for projects to demonstrate energy efficiency techniques, training for major energy suppliers, advice to industry, and public information measures.

Turkmenistan (MECU 1)

Advice to government in the areas of sector restructuring, the establishment of legal, pricing and taxation regimes aimed at attracting foreign investors, and training in energy efficiency.

² Four APs for Russia (Moscow, St Petersburg, Tyumen and Samara); one AP for each of the other 11 NIS; one AP for nuclear safety; one AP for the regional programme.

Tyumen (MECU 7.2)

The programme consists of two main components:

- (i) the oil and gas sub-programme which will address issues such as restructuring, organization and management, training, and the improvement of operations and maintenance systems;
- (ii) energy conservation in district heating systems and power plants, and the establishment of an Energy Centre.

Tadjikistan

The programme has been suspended pending improvement in the political situation.

Ukraine (MECU 8.08)

Advice in the fields of energy strategy, energy pricing and tariff structures, oil and gas strategy, transit tariffs, pilot energy conservation measures, training and information.

Uzbekistan (MECU 6.28)

The three project components are:

- (i) advice to government and industry in the oil and gas sector;
- (ii) training in key aspects of electricity utility management;
- (iii) advice to government and establishment of an Energy Centre to promote energy efficiency.

Regional (MECU 1.5)

The aim of the programme is to improve management of the oil and gas pipeline system in Central Asia.

Nuclear (MECU 100)

MECU 20 have been allocated to the establishment of the International Science and Technology Centre in Moscow in conjunction with the USA, Japan and Russia. The remaining MECU 80 will be used to improve the safety of nuclear installations in the NIS, in particular through the following types of action:

- operational safety (on-site assistance)
- design safety (generic studies)
- assistance to safety authorities
- Master Plan.

submitted a proposal for a new Regulation to the Council, in which energy is explicitly mentioned as one of the priority sectors for assistance.

The draft Regulation proposes the following changes with respect to the previous one:

- multi-annual approach: the Indicative Programme will cover a three-year period and will form the basis for annual Action Programmes. The Budgetary Authority will determine the appropriations available for each financial year;

- a provision for humanitarian aid of up to 10% of the annual financial allocation.

Pending adoption of the new Regulation, the Commission is in the course of preparing the 1993 programming process which follow these guidelines:

- national authorities in the NIS will play an important role in the definition of their assistance requirements and have been asked to submit 'pre-programming documents' outlining the political and economic situation of the country as well as proposals for focal sectors for assistance;

- close coordination with other donors, particularly EC Member States and International Financial Organizations, will be observed in order to avoid duplication of efforts;

- sectoral and regional concentration of projects aimed at maximising their impact;

- regional programmes, involving three or more beneficiary states, will also be supported;

- enhanced participation of EC companies, which will be involved throughout the process of programming and implementation. ■

FUTURE OUTLOOK

Council Regulation (EEC/EURATOM) No. 2157/91³, which provided the legal basis for the 1991 and 1992 TACIS programmes, expired at the end of 1992.

Notwithstanding changes in the political situation and economic policies which may occur in the States of the former Soviet Union in coming years, the Commission takes the view that there will be a continuing need for Technical Assistance to the region and has therefore

³ OJ No. L 201 of 24.7.1991.

**CLEAN AND EFFICIENT ENERGY FOR DEVELOPMENT:
THE ROLE OF INSTITUTION BUILDING
IN INTERNATIONAL ENERGY COOPERATION**

BY Martin McDonald, DG XVII

Energy Planning Unit

Given that the developing countries will in future account for the lion's share of world commercial energy use, the Commission has responded positively to this challenge by implementing a programme of international energy cooperation for more than ten years now. The programme has concentrated on areas in the developing world where such cooperation can provide important strategic answers to the day-to-day problems of many millions of people.

Increasing emphasis has been placed on the establishment in those countries of the institutional structures needed to deal with these problems. This is an appropriate moment to examine progress in this area, particularly against the background of the Council Conclusions of 18 November 1992 on Clean and Efficient Energy for Development. The Council has highlighted institution building as having an important role to play in the strengthening of policy planning and technical assistance in less developed countries.

Population growth and increasing industrialization in the developing world mean that these are the countries which will experience the highest growth in energy demand in the years ahead. They must therefore have access to moderately priced and secure energy supplies, while at the same time avoiding damage to the world's environment. A specific response by the Community to this issue has been the implementation

of its International Energy Cooperation Programme, beginning in the early 1980's. It is acknowledged that in order to improve the global energy situation, cooperation with developing countries is required to enable these countries to make more effective energy policy decisions and more informed energy choices. It is also clear that countries need energy policies which can respond to the challenges which now exist for the rational use of energy resources and for minimizing the environmental impact of energy use. Such are indeed the priorities of the political agenda of the 1990's.

ENERGY AND THE ENVIRONMENT

International cooperation in the energy sector has taken on a new emphasis reflecting world-wide concern for the environment, and in particular the interaction between energy and the environment. The European Community has put the environmental impact of energy use at the top of the political agenda, especially as regards its relation to global climate change, as borne out by its signature of the Climate Convention at the Rio Conference in 1992.

At the 15th Congress of the World Energy Council held in Madrid, in September 1992, the Commission stressed the need for countries to move towards the establishment of institutional frameworks with which to address these complex problems. In the same vein, the Council Conclusions on Clean and Efficient Energy for Development of November 1992, emphasise the role of institution building in the promotion of policy planning and technical assistance in the less developed countries. The Council regards institutional reform as a vital ingredient for the achievement of the basic objective of sustainable energy production and consumption, and the vehicle through which effective energy policies can be implemented, including the introduction of more efficient energy technologies.

In this current debate it is therefore important to note that in recent years institution building has played an increasing role in DG XVII's International Programme, particularly in countries such as India and Indonesia. Following a period of transition, it is now timely to evaluate the progress of this work and to try to see where these institutions are going. Has the Community effort paid any dividends and will these institutions survive a changing energy and geopolitical environment?

PROGRAMME STRATEGY

Since its inception in 1980, the International Programme has evolved to match both the needs of the developing countries and world energy trends. Priority has been given throughout to:

- policies associated with energy demand;
- countries with high energy consumption;
- the stimulation of regional cooperation.

Other issues of international significance are recognised, and the relationship between energy and the environment has become an important consideration in the establishment of recent agreements. However, the Programme has not tied itself to any one particular mechanism in order to achieve its aims but rather selected the means on a case-by-case basis according to local circumstances and reliance on local human resources.

In recent years, the emphasis in the Programme has therefore been shifted to establishment in the recipient countries of the institutional structures to deal with energy problems. Indeed institutional development is now regarded as being of fundamental importance in tackling the energy demand issue, and a good project is regarded as one which can leave behind an institutional base to consolidate and continue the work.

INSTITUTIONAL MODELS

The subject can, of course, be a difficult and sensitive one, touching as it does the means whereby national energy policies are formulated and implemented. Nevertheless, global interaction must exist because the cost and availability of energy are key concerns for any nation. We live in an interdependent world, with limited and finite energy resources and a global environment which requires our increasing attention. We also have to cope with a situation of resource and capital constraint where energy efficiency inevitably becomes a major issue. We need resource and environmental efficiency, economic efficiency, technical efficiency and, last but not least, institutional efficiency, in order to achieve sustainable patterns of growth. The institutional infrastructure plays a key role

because it is the basic mechanism through which overall efficiency in the energy sector is promoted.

While there is no easy solution providing a single model for an effective institutional framework which can be applied world-wide, there are however a number of basic precepts which can be regarded as having relevance. Firstly, it is vitally important that properly balanced and clear roles be assigned to Government and to market operators (producers and consumers of energy). It is necessary for energy institutions under government responsibility to be capable of establishing a coherent and comprehensive national framework (ie. objectives, resources, legislation, rules) for energy development. Finally, within the institutional framework, the capacity must exist for dialogue with other sectors of the economy and with other countries and organizations.

CLEAN AND EFFICIENT ENERGY FOR DEVELOPMENT

The Commission has been invited by the Council to "put forward proposals for action to promote clean and efficient energy for development". Inter-departmental meetings chaired by DG XVII have discussed the structure and content of a possible strategy. Specifically it is proposed to create, with private industry and government, an institutional mechanism for investment and dissemination of energy technology. This would cover basic information, joint ventures, and coordination of existing institution building. If the Commission is successfully to pursue this goal, it is useful to examine our experiences to date in the context of the International Programme.

INDONESIA

The Asean-EC Energy Management Training and Research Centre (AEEMTRC) was established in Jakarta, Indonesia in 1988 in order to strengthen cooperation in the energy sector both among the countries of the region and between ASEAN and the EC. The Centre promotes dialogue and provides a focus for joint energy activities. Currently AEEMTRC operates a data information system to support its research programme and other activities. Another key project is ASEAN 2020 which aims to provide a comprehensive assessment of the energy situation in the region. A research programme is investigating the energy related problems in urban areas, particularly the social, economic and environmental aspects. Training also takes place on a regular basis in the form of courses, workshops and seminars for key people in the energy sector. The International Programme

contributes to all those activities while DG I provides the core funding.

The current phase of the Programme ends in mid-1993 and DG XVII has been involved in discussions on the future role of AEEMTRC. An important element for the future of this institution is the intention to bring equal emphasis to the joint aims of encouraging intra-ASEAN cooperation, as well as EC-ASEAN cooperation.

This can be achieved by strengthening the institution of AEEMTRC itself, other operations being made possible via ASEAN contributions and various self-financing activities.

AEEMTRC has succeeded in establishing itself as a focal point for ASEAN-EC dialogue on energy issues of mutual interest and has established a comprehensive work programme supported by an experienced research and administrative staff. Programmes such as the Integrated Urban Energy Planning Programme have addressed the linkage between energy use and the way the development and arrangement of cities are planned. This work is in line with the Community's emphasis, already referred to, on clean and efficient energy for development because, given the rapid growth of ASEAN cities, energy considerations must be integrated into the urban development process. This programme has aimed to convince city planners of the need for an efficient and environmentally sustainable energy system in an urban community. Future programmes dealing with energy conservation will also bear that goal in mind. As this policy priority is developed by the EC, and Community priorities change, the institutions concerned must adapt to the dynamic process.

AEEMTRC has shown that it can respond. It has made contacts with several regional, international and private institutions in order to establish future cooperation. These contacts should be strengthened in order to ensure a move towards greater self sufficiency. The Centre will continue to pursue its flagship research and training programmes, and serve as an active catalyst in the development of the energy situation in ASEAN. In addition however, the Centre will open up its expertise and resources in forging productive alliances with third parties and strengthen its communication with the market place.

INDIA

Similar developments are taking place in India, where the EC-India Energy Management Centre (EMC) has been working since 1989 to strengthen activities in the broad field of energy management. Community support has been in the form of long-term assistance provided by a Senior Adviser (financed by DG I) who contributes to the analysis of energy management

problems in India as well as coordinating the activities of European experts in training and project implementation (DG XVII International Programme).

The EMC has established a key position in the field of energy management in India while at the same time providing a focal point for exchange of experience and information in the fields of energy economics, energy policy and technology transfer between India and the EC.

In the evolving global energy situation and in the light of the changes in the EC approach, the EMC has also had to review its position and its future role. While it has been successful in its initial mandate, all sides including the Indian Government have agreed that the EMC should be restructured. This restructuring should also be viewed in the light of the Community's work on promoting clean and efficient energy for development. The growth in India's economy and indeed all the economies in Asia and ASEAN require a response from energy planners with the active involvement of industry.

Accordingly, a national strategy for energy efficiency must pay due heed to the interests of industry including, of course, the electricity sector which has particular relevance for India. Institutions like the EMC should be autonomous and independent from the operational constraint of government. They should also adapt to the market place with the aim of becoming financially sustainable by seeking business in the public or private sectors.

CONCLUSION

The Community's approach to all forms of cooperation, including institution building in the developing world, has been guided by the remarkable level of development achieved by those countries. Indeed all forms of cooperation, including energy for development, are ultimately defined in economic terms, and the emphasis is on the mutual and complementary interests of the EC and developing countries. This reflects a new spirit of partnership more than the old relationship of donor and recipient which characterized development aid. The criteria which the Community now adopts include this concept of mutual interest, plus innovation, synergy, subsidiarity and finally sustainability. EC financing, generally speaking, will now continue for only the first two or three years of a project.

Institution building has always been an integral part of the strategy of DG XVII's International Programme. The need for this strategy has come to the fore in the present situation where, in their urgent need for economic growth, developing countries might be tempted to focus on additional supply capacities but to neglect action on energy efficiency, as well as the

accompanying need to safeguard the environment in general.

Today, the main aim of cooperation with developing countries in the field of energy is to contribute towards the promotion of sustainable energy production and consumption. This can be achieved by introducing more efficient technologies, by substituting high carbon intensity fossil fuels, and by developing renewable energy resources.

Given that the main priority will be to improve the capacity of the developing countries to manage energy in a sustainable way, the current work on the promotion of clean and efficient energy for development has all the more relevance. The priorities and objectives of existing Community instruments and programmes must be reconsidered. Within these areas of activity and in the light of the Council's emphasis on institution building, existing institutions must also change their role. Important first steps have been taken and that progress will be built on in the coming years.■

**THERMIE - INDUSTRIAL COOPERATION WITH
THIRD COUNTRIES IN THE ENERGY TECHNOLOGY
FIELD: OPERATIONS IN ASIA**

BY G. Molina, DG XVII
Energy Technology Unit

BACKGROUND

Both DG XVII and the network of Organizations for the Promotion of Energy Technologies (OPETs)¹ are pursuing the following three main objectives as part of the 'Associated Measures' provided for under the Thermie programme:

- Analysis and assessment of European markets for energy technologies;
- Dissemination of relevant information and results from Thermie projects;
- Industrial cooperation with third countries in these areas.

As regards this last point, while in the past two years priority has for obvious reasons been given to vigorous and sustained action in the regions and countries of Eastern and Central Europe, with the creation of 12 Energy Centres and an action programme aimed at producing immediate results², Thermie has nonetheless undertaken specially targeted actions to provide a basis for industrial cooperation in certain other parts of the world.

These actions fall within the scope of the Thermie Regulation under two headings:

- Cooperation with third countries,
- Promotion of European Energy Technologies.

For budgetary, and also more particularly priority reasons, as pointed out above, the actions adopted as part of the OPET programme started in 1991 have been only few in number, but have been selected rigorously on the basis of the following overall considerations:

According to the Commission's report 'From the Single Act to Maastricht and Beyond - The Means to Match our Ambitions'³, energy technology accounts for only

17% of European exports, but 27% in the case of Japan, and 31% for the United States. Worse still, EC energy technology exports have been falling by something like 10% a year for more than 10 years. This estimate has also been made for exports to the most advanced of the developing countries, which are countries in rapid growth with a high rate of economic and industrial development (certain Asian, and especially ASEAN countries, as well as Latin America). Thus Europe seems to have become appreciably less competitive than its main trade rivals, Japan and the USA, in the energy technology area.

This situation creates the need to promote European energy technologies in market areas where potential demand is strong. These areas are mainly in North America, Japan, and elsewhere in Asia (again especially ASEAN), but also in regions closer to Europe, such as the Maghreb and the Mashreq, which are of obvious geopolitical as well as economic interest.

The actions adopted for promoting energy technologies in third countries other than those of central and eastern Europe have been those capable of producing short-term results. This criterion has meant that actions have been directed towards countries or specific areas in which the following conditions were met:

- Countries with favourable economic, political and development conditions;
- Countries in which the requirements and very often the necessary contacts had already been more or less identified.

In this way the programme has been able to benefit from the experience of some of those OPETs which had been conducting bilateral cooperation schemes at national level for several years.

For example teams of European industrialists in the new and renewable energies area were sent to the three Maghreb countries, Morocco, Algeria and Tunisia, in

¹ See *Energy in Europe, December 1992*.

² *Energy in Europe, "Focus on the East", July 1992*.

³ COM(92)2000.

1992. Large-scale programmes (photovoltaic solar) and Maghreb-Europe joint ventures (thermal solar) have been drawn up.

This part of the world can be regarded as one of the high-priority targets for industrial collaboration with the EC, particularly in the field of energy technologies.

REASONS FOR COOPERATION WITH ASIAN COUNTRIES UNDER THE THERMIE PROGRAMME

Asia is at present the only part of the world in a state of real growth. In 1993 it will account for 30% of world GNP compared with 27% for North America and 33% for the whole of Europe. However, the Asian countries are currently at very disparate stages of development:

- the developing countries, such as China, Vietnam or Indonesia, account for over 40% of world population but less than one-eighth of the world's commercial energy consumption;
- solvent countries at an advanced stage of development, such as South Korea, Thailand, Singapore⁴ or Hong-Kong, are in explosive economic growth (of the order of 7 to 10% and occasionally up to 15% over the last 10 years), with a corresponding growth in their energy consumption, hence the need for a vigorous energy and environmental policy and therefore a strong demand for highly efficient energy technologies.

If all Asian countries had the same per capita consumption as South Korea the world's energy consumption would rise by 2 200 Mtoe, which is twice the oil production of the OPEC countries.

On this point, the stress on cooperation with Asia is very much in the spirit of the Rio Summit recommendations, because obviously no strategy aiming at the 'sustainable development of the planet' can ignore the development needs of this vast continent.

Some of the major energy concerns common to many of these sharply contrasting countries are:

- electricity grids at saturation point, requiring extra efforts to rationalise electricity use;
- rational use of energy in industry;
- a desire both at institutional and at private level to break free as far as possible from the economically and politically omnipresent 'rich neighbour', Japan.

In the context of the Thermie Associated Measures and the OPET programme, these conditions are the background to two exercises in industrial promotion involving China and Korea - a business tour of Europe for Chinese industrialists and officials, and a tour and

seminar for European industrialists in Korea. A third operation involving Thailand is in preparation.

CHINA

Profiting from the joint efforts and relevant experience with China of the two OPETs *ADEME* (France) and *NOVEM* (Netherlands), DG XVII has been able to launch an important operation on the transfer of coal technologies to China. More specifically this action has been directed towards innovative coal combustion technologies for electricity generation, and their industrial application. European know-how in this area is well known and a number of demonstration projects have been supported by the Community or by Member States. The OPETs *ETSU* (UK), *ECD* (Denmark), *EAB* (Germany) and *OCICARBON* (Spain) have also been associated with this operation.

China is of course a vast country and *ADEME* and *NOVEM* have concentrated their efforts on two of its regions in which both the specific requirements and the necessary official and industrial contacts had already been clearly identified in previous bilateral cooperation. These are the province of Liaoning in Manchuria and the city of Tianjin in Tientsin Province. China with its roughly 1.3 billion inhabitants is developing at a spectacular rate. Though difficult to estimate accurately, its annual rate of economic growth is put at 10 to 15% by the OECD and its per capita GNP already exceeds \$US 1 000; according to some sources the figure is higher (*ENERDATA* gives \$US 1 300/capita in 1988).

Coal is one of the essential wheels driving the Chinese economy. In terms of proven workable reserves, China is thought to rank third in the world after the USA and the former USSR⁵. In terms of coal production and consumption it certainly ranks first with more than 500 Mtoe being mined annually for domestic needs alone.

More than 75% of national production and consumption of primary energy is from coal, as are 90% of electricity output from thermal power stations, and over 70% of total electricity production.

The most summary structural analysis of Chinese coal consumption demonstrates what could be gained from more widespread application of advanced coal technologies:

- 65% of all coal consumed is burnt by direct combustion (small industrial boilers and furnaces, space heating, cooking ...);
- the efficiency of industrial firing systems is only moderate (50-60%), and that of domestic heaters, very low (+/- 30%) most equipment in the latter case being

⁴ The first three being typical of those usually referred to as 'NICs' - Newly Industrialized Countries.

⁵ Estimation at the World Energy Conference, Montreal 1989.

decrepit with high pollution levels in terms of CO₂, SO₂ and particulates;

- use of coal in direct combustion accounts for 85% of total CO₂ emissions, 90% of total SO₂ emissions, and 70% of total smoke emissions.

The Chinese authorities are therefore very receptive to the promotion of advanced coal techniques, and improving the energy efficiency of coal-fired equipment was made a national priority in 1992.

Both authorities and industrialists in Liaoning Province and the city of Tianjin have thus shown great interest at the meetings and visits to European installations in which they have taken part. The three-week study and business tour organised for 25 Chinese representatives in six EC countries (Belgium, Netherlands, France, Germany, Spain, UK) enabled them to become aware of European achievements and what we have to offer in this area by visits to sites (industrial sites, power stations etc.) and meetings with boiler and furnace manufacturers, users, equipment suppliers and operators.

At the end of November 1992, and as a result of this business tour, letters of intent were exchanged between the Chinese executives and the heads of two European groups. These letters were the pre-requisite to negotiations begun in early 1993 for the setting-up of two Sino-European joint ventures:

- one for the construction and operation of a 2 x 12 MWe power station, with a network for production and distribution of both heat and electricity, and possibly also of coal, in one of the provinces of Liaoning;
- one for the manufacture of circulating fluidised-bed furnaces.

Three months after signature of these letters, the pre-feasibility study for the power station was carried out by the Chinese side, involving three towns in Liaoning Province.

SOUTH KOREA

South Korea, perhaps the archetype of a NIC, is a land of 43 million people in rapid industrial development, with average industrial growth rates of 16% a year between 1970 and 1980 and 12% between 1980 and 1990. Its GDP has increased at an average rate of the order of 9% over the last 10 years. This situation has led to a major energy conservation and energy efficiency programme, seeing that Korean energy consumption has also been rising at 9% a year, while self-sufficiency fell sharply from 40% in 1970 to 23% in 1990.

Profiting from 10 years of cooperation with the Korean Institute of Energy and Resources (KIER) and the Korean Energy Management Corporation (KEMCO), the French OPET ADEME in association with FAST

of Italy was able to organise a visit for 22 European industrialists to South Korea in December 1992 centring on the themes of high-efficiency electricity and gas use, and combined heat and power generation.

The first EC-Korean industrial seminar on these themes was held in Seoul on 8 and 9 December 1992, co-financed by the Korean side.

The Commission's Directorate-General for External Relations (DG I), with the aid of the EC Delegation to Seoul, gave financial and logistical support to this first event. On the Korean side support came both from KIER and KEMCO as mentioned and the Korean Chamber of Commerce and Industry. Nearly 150 Korean industrialists attended presentations on European technologies by their opposite numbers in the EC (who came from seven Member States). The seminar was formally opened by the Korean Minister of Science and Technology and the Head of the EC Delegation to Seoul.

Contacts between European and Korean industrialists have been followed by visits to Korean firms and could lead to new joint ventures in the energy technology area from 1993 onwards, as well as strengthening existing ones.

This industrial cooperation might also be backed up on an institutional level, since representatives of Korean industrial associations and Ministries have shown great interest in working towards a national programme along the lines of the Community's Thermie programme.

THAILAND

Thailand, with a population of 58 million, is also experiencing rapid industrial development with annual GDP growth of over 10% in recent years. Limited in its energy resources, Thailand is therefore coming under the increasing twin pressures of rapidly rising consumption (up 13.5% yearly between 1985 and 1990, of which a fifth is electricity) and environmental problems. These conditions, together with identification of institutional and private-sector partners, have prompted the organization for 1993 of an industrial workshop in Bangkok, at which the themes of energy technology transfer and joint ventures will be developed.

CONCLUSIONS AND PROSPECTS

Energy technology is a very promising area for industrial cooperation. In the form of technology transfer and joint ventures, it could constitute an effective and original contribution to the effort to offset Europe's lag behind its competitors (Japan and the USA). In this way Thermie would contribute to making

European firms more competitive (especially small to medium technology manufacturing and development firms on the energy supply side by assisting them in opening up new markets outside the Community, including in the Eastern and Central European countries. ■

**THE THERMIE PROGRAMME AND ENERGY
TECHNOLOGY PROMOTION IN THE
ISLAND REGIONS OF THE COMMUNITY**

BY Stefano CONTE, OPET - CS

This article summarizes Thermie activities on the many islands of the European Community, and also refers to the associated measures for energy technology promotion under the Thermie programme, which are of particular relevance for island communities.

More detailed information on this subject is given in the DG XVII¹ publication 'Energy technology projects located on the islands of the European Community'.

The islands of the European Community face much the same problems as other areas, but to an accentuated degree.

Their geographical isolation in most cases from energy supply, production and distribution systems creates the following problems:

- higher costs for supply of primary energy due to the lack of connections to the large continental energy distribution networks;
- higher costs due to the greater storage capacity required on islands;
- higher costs due to the often uneconomically small size of power generation plants;
- vulnerability of supplies;
- the monopoly position of oil suppliers, which can lead to higher prices;
- high local environmental impact, in terms both of pollutant emissions and visual impact, due to having to accommodate energy equipment in often sensitive natural environments;

- waste disposal whether on or off the island.

From a social and economic point of view, the islands have experienced two clear trends over the past 10 years:

- development of tourism and, in consequence, of some related sectors, mainly services and the construction industry;
- Modernization of traditional economic sectors such as agriculture and fisheries.

However, this development has in many cases taken place against a background of increasing depopulation and emigration towards the mainland.

The overall impact of all these trends on the energy sector has been a doubling of island power consumption in the Community in just 10 years.

The energy component in the tourism sector is difficult to handle: tourists want an unspoilt natural environment, but at the same time without giving up conveniences such as hot water and air conditioning. In order to satisfy the water demand, it is sometimes necessary to resort to desalination plants, which require a large amount of energy. Furthermore, this demand is seasonal, meaning a high peak of energy consumption concentrated in very short periods, during which the population of many islands at least doubles.

A programme like Thermie therefore plays an important role on islands, since the benefits of energy saving (or energy substitution) are magnified by the specific island situation, where the price of energy is a crucial factor in economic and social development.

Almost 100 energy technology projects have received Community support firstly under the energy demonstration programme (1979-1989) and now the current Thermie programme (1990-1994). Of these, 80 have proved successful. The total investment in these 80 projects is about MECU 92 with EC financial support of around MECU 29.

¹ Copies of this publication can be obtained from : Mme M. De Meuter, Commission of the European Communities, DG XVII-D1, 200 rue de la Loi, B-1049 Brussels. Fax + 32.2.295.01.50.

TABLE 1
DEMONSTRATION AND THERMIE PROJECTS ON ISLANDS

TECHNOLOGY	TOTAL COST (MECU)	EC SUPPORT (MECU)	NO OF PROJECTS	NO OF PROJECTS GRANTED TO SME	TOTAL SUPPORT IN MECU TO SME
Wind	18.169	6.93	31	14	2.742
Solar Energy	16.984	6.597	28	20	4.669
Geothermal	21	4.283	4	3	2.856
Biomass and Waste	13.633	3.895	3	1	0.538
Energy Industry	7.257	2.269	3	2	1.195
Industry	8.226	2.055	4	2	0.639
Others	4.164	1.666	3	2	0.698
Hydro Power	2.314	0.926	4	4	0.925
Total =	91.747	28.621	80	48	14.262

50% of total EC support granted to small and medium enterprises

Table 1 gives a breakdown of the projects by technology type. It is interesting to note that 59 out of the 80 projects are in the fields of wind and solar energy.

This shows that renewable energy sources undoubtedly present the most promising opportunities for islands. There is a high potential for RES development on islands, and the technologies are now ready for widespread application.

As regards geothermal energy, despite the limited number of projects (four only), the energy substitution effect obtained by their implementation represents half of the total energy saving or substitution achieved by all 80 projects.

Compared with other renewable energy sources, the profitability of geothermal energy is very good, but it is still little exploited despite its vast potential.

Another sector with an apparent high level of effectiveness, but still insufficiently exploited, is mini-hydro.

Particularly interesting are the projects where electricity generation is integrated with typical island-based industries, such as sea water desalination, irrigation pumping, agriculture and fish processing. Such integrated solutions bring additional benefits for the local economy, contributing directly to employment and the social development in these areas. On this subject it should be noted that biomass technologies create more jobs per installed TOE (tonne of oil equivalent capacity) than any other renewable energy source.

Taking only the projects in the renewables sector, Table 2 shows that 6.2% of EC support has been granted to projects located on islands, though the overall island population amounts to only 4% of the total. The situation is different if we consider all the technology sectors, in which case EC support amounts to just 1.8%. This means that an increased dissemination effort is still required at this stage, since clearly many projects which prove successful on one

island could quite easily and without undue risk be implemented on others.

TABLE 2
DEMONSTRATION AND THERMIE PROJECTS
IN THE SECTOR OF RENEWABLES

TECHNOLOGY	TOTAL EC SUPPORT TO PROJECTS (MECU)	TOTAL EC SUPPORT TO PROJECTS ON ISLANDS (MECU)	%
Wind	67.522	6.93	10.2
Solar Energy	84.593	6.597	7.8
Geothermal	75.651	4.283	5.7
Biomass and Waste	99.399	3.895	3.9
Hydro Power	38.71	0.926	2.4
Total=	365.875	22.631	6.2

Population of EC islands is 4% of total EC population

In this respect, the Thermie-associated measures can play a major role for disseminating the wide experience gained through the 80 projects already supported.

If we examine OPET activities over the period January 1991-June 1992, we can identify at least 32 promotion actions which are of particular interest for the EC islands (see Table 3).

These comprise:

- 13 workshops
- 13 market studies
- 4 videos
- 2 maxi-brochures

At the Conference 'Energy and the development of the islands of the Community', which took place at Lanzarote (Canary islands) on 18-19 February 1993, the importance of OPET activities was fully recognised by participants.

In fact, Thermie is acknowledged as an important instrument to enhance the penetration of efficient

energy technologies in peripheral regions and the social and economic cohesion of remote areas.

towards the needs and specific characteristics of island communities.

In conclusion, participants at this seminar requested the Commission further to focus Thermie activities

TABLE 3
WORKSHOPS - SEMINARS

ACTION No	OPET LEADER	TITLE	TYPE	DATE	CITY	COUNTRY
I022	ADEME	New technologies for the rational Use of Energy in Refrigeration Processes in the Agrifood Sector	Business Workshop	2 June 1992	Saint-Quentin	FRANCE
WE02	CRES	The Potential for small and medium-sized Wind Energy Applications in Mediterranean Countries	Business Workshop	25-27 June 1992	Rhodes	GREECE
I021	GOPA	New Technologies for the Rational Use of Energy in the Fish Processing Industry covering Southern Europe	Business Workshop	22 October 1992	Vigo	SPAIN
I020	GOPA	Potential for new Energy-Efficient Technologies in the Fish processing Industry covering Northern Europe	Business Workshop	12 November 1992	Bremen	GERMANY
I022	ICAEN	New technologies for the rational Use of Energy in Refrigeration Processes in the Agrifood Sector	Business Workshop	8 April 1992	Barcelona	SPAIN
GR02	CRES	New Technologies for the Use of Renewable Energy Sources in Water Desalination	Seminar	26-28 September 1991	Athens	GREECE
HY10	CCC	Impact of new energy technologies and future potential for small hydro systems	Seminar	11-13 June 1992	Lisbon	PORTUGAL
BM01	ECD	Collective Biogas Plants - European Experience in Combined manure & waste processing	Seminar	22-23 October 1992	Herning	DENMARK
B35	FAST	Efficient Solar Thermal systems in Buildings	Seminar	23-25 April 1992	Turin	ITALY
SE01	IDAE	New Technologies for the Use of Solar Energy in the Hotel sector	Seminar	13-16 November 1991	Palma, Majorca	SPAIN
WE01	NOVEM	The Potential for Grid-Connected Wind Parks in Europe	Seminar	8-11 September 1992	Herning	DENMARK
SE05	NOVEM	New Technologies for the Rational Use of Energy in Greenhouse Horticulture in Northern Europe	Seminar	13-14 May 1992	The Hague	NETHERLANDS
PV03	Zr-E	Photovoltaic Technologies in Rural and Isolated Areas	Seminar	18-19 May 1992	Freiburg	GERMANY

Proceedings of any of these workshops or seminars may be obtained from the address indicated at the beginning of this article.

MARKET STUDIES

ACTION No	OPET LEADER	TITLE	DATE
SE03	ADEME	Development of an expert-based system - Technical and Financial Appraisal in Solar Thermal Systems	June 1992
RE05	ADEME	A Strategy for the promotion of Renewable Energy Technologies vis-à-vis Local Authorities	June 1992
SE04	AREN PC	The potential for Solar Thermal Technologies in Large-scale Industrial Water Usages	September 1992-
RUR01	CCC	Potential for Energy Efficient Technologies in Rural Mediterranean Areas	September 1992
RE05	CCC	A Strategy for the promotion of Renewable Energy Technologies vis-à-vis Local Authorities	June 1992
RE05	ECD	A Strategy for the promotion of Renewable Energy Technologies vis-à-vis Local Authorities	June 1992
SE02	ENERGIUM 2000	An action programme for the continuous Assessment and Dissemination of Solar Thermal Technologies	Mid 1992
RE05	EOLAS	A Strategy for the promotion of Renewable Energy Technologies to Local Authorities	June 1992
WT01	ETSU	Assessment of the state of the art, technical perspectives and potential market for wave and tidal energy: WAVE REPORT (in coordination with CCC)	May 1992
WT01	ETSU	Assessment of the state of the art, technical perspectives and potential market for wave & tidal energy: TIDAL REPORT (in coordination with CCC)	September 1992
RE05	ETSU	A Strategy for the promotion of Renewable Energy Technologies vis-à-vis Local Authorities	June 1992
RE05	IDAE	A Strategy for the promotion of Renewable Energy Technologies vis-à-vis Local Authorities	June 1992
RE05	NOVEM	A Strategy for the promotion of Renewable Energy Technologies vis-à-vis Local Authorities	June 1992

VIDEOS - MAXIBROCHURES

ACTION No	OPET LEADER	TITLE	TYPE	DATE
PV04	AG POITOU	Photovoltaic systems for national parks and mountain refuges	Video	June 1992
HY12	FAST	Small Hydro: A Local Energy source to be valorized	Video	June 1992
B23	TOP E	Energy Efficiency and Retrofitting of Apartment Buildings	Video	September 1992
B15	TOP E	Bioclimatic Design: The practical approach	Video	August 1991
HY10P	CCC	Impact of new energy technologies and future potential for small hydro systems	Maxi Brochure	11-13 June 1992
G11	FAST	Use of low temperature geothermal energy for multi-purpose heating	Maxi Brochure	September 1992

Copies of these may be obtained from the address indicated at the beginning of this article.

THERMIE AND THE MARKETING OF ENERGY TECHNOLOGIES: MARKETING GROUPS

BY G. Molina and M. Clemot, DG XVII

Energy Technology Unit

THERMIE AND THE MARKETING OF ENERGY TECHNOLOGIES

The highest priority has been given to the dissemination of European energy technologies under the Thermie programme¹. This is what most notably distinguishes Thermie from its predecessor, the demonstration programme. As part of the supporting measures for Thermie (Regulation No 2008/90, Art. V) and with the aid of the OPET network (Organizations for the Promotion of Energy Technologies² spread over the 12 countries of the Community), all appropriate means of promotion and marketing are employed in order to disseminate the technological information and the results of projects so far supported by the Commission and the Member States. For the past two years DG XVII and the OPET network have been using conventional means of promotion and marketing, i.e. market surveys, sector surveys, technical brochures, newsletters, seminars, workshops, etc., in an attempt to bring in the other operators on the energy technology market as effectively as possible. There are many such operators and their role varies according to the economic sectors in which the technologies are applied. Decision-makers, operators and market structures in the renewable energies area and in the 'energy efficiency' area³, for example, are both disparate and heterogeneous, and cannot easily be treated as a 'sector'.

DG XVII and its associated OPET network, knowing that they represent only one group (though admittedly a very important one) of operators in the energy

technology market, given our responsibilities for supplying and disseminating information and various forms of encouragement, have had to draw closer to those who take business decisions in the process of disseminating energy technology (users, energy technology suppliers, consumers, financing bodies, etc.) and act at their side. Having already worked together with industrial associations in the new and renewable energies and hydrocarbons sectors, for example, DG XVII intensified and systematised this co-operation in 1992 by creating marketing groups specialised in industry, building and transport (energy efficiency sector). In addition to their useful function of bringing together the individual concerns and objectives of the different operators in the energy technology market, a main aim of these marketing groups is to conduct brainstorming sessions in order to identify more effective marketing tools better adapted to the characteristics of the energy technology market, since this is more complex than the market for a commonplace product.

These marketing groups, which are likely both to increase in number and subdivide, should bring about an 'irrigation' process by which relevant information is directed to decision-makers involved in the dissemination of energy technologies (supply and demand) at the national, regional and local levels in the Community.

The groups are for the moment composed of OPET representatives, independent experts from the sector in question, and representatives of the industrial associations, and constitute a new stage in the dissemination strategy⁴.

¹ Council Regulation (EEC) No. 2008/90, OJ L 85 dated 17.7.90.

² OPET network created by Commission Decision C(90)2562 of 15.12.90. A detailed description of the network and its activities appears in *Energy in Europe*, December 1992.

³ The programme covers the rational use of energy, new and renewable energies, solid fuels and hydrocarbons.

⁴ Already partially described in *Energy in Europe*, December 1992 (page 71).

GENERAL OBJECTIVES OF THE MARKETING GROUPS

Thermie and its supporting measures are required to assure the promotion of innovative and powerful European energy technologies and thus contribute to their penetration and dissemination in all sectors of the economy.

This task requires not only a knowledge of these technologies but also an optimum awareness of the market and close identification of its needs, of the obstacles to its penetration, of its constraints and of its principal actors, i.e. decision-makers, institutional and/or industrial users, manufacturers and suppliers of equipment, components and processes, technology centres, consultant engineers... not to mention financial resources and organizations, which play a major and often decisive part in the decision process.

We have already referred to the inherent complexity of the operating background. To the conventional components of a market - supply, demand, information, communication and finance - we have to add factors such as overall European energy policy, including the strategic components such as security of supply, the internal market for energy, protection of the environment, and the level of competition between European businesses. Here account has to be taken of major Community aims such as economic and social cohesion, and support for the development of small- and medium- businesses.

It will also be observed that small and medium businesses, especially in the industrial sector, are leading actors influencing supply and demand for energy technologies, but are also the most difficult targets to reach in the process of disseminating information.

The effectiveness of Thermie, of its supporting measures and of the OPET network therefore depends to a large extent on the maintenance of efficient feedback channels, with the following aims:

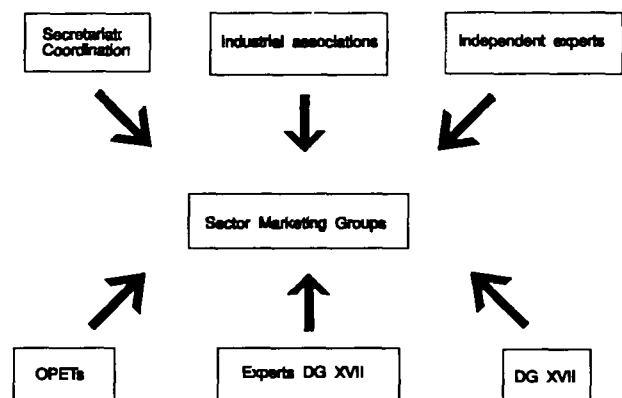
- to gain a better knowledge and appreciation of the markets, with their specific characteristics, needs and preoccupations, and of course their operators, so that we can adapt both the dissemination strategy and the means of carrying it through. Obviously one has to understand a demand as a pre-requisite for aiming to satisfy it;
- to reach and inform the largest possible number of key operators involved in the process of disseminating energy technologies; this is the aspect of knowing the supply side and how to reach the demand.

The main objectives of the marketing groups now in place in the industry, building and transport sectors can therefore be summed up as follows:

- to develop and strengthen exchanges and co-operation with the industrial associations;

- to contribute to the improvement and on-going adaptation of the dissemination strategies worked out for each sector;
- to contribute to programmes in progress;
- to disseminate awareness of Thermie and of the activities of the OPET network to operators and professionals at national, regional and local level; to circulate the Thermie newsletters and technical literature via existing professional and industrial channels of communication;
- to establish new faster information channels which can target users and consumers more effectively.

STRUCTURE OF THE MARKETING GROUPS



Each sector marketing group has been deliberately kept to a maximum of ten or a dozen members: four to eight from the OPETs, one or two from the industrial associations, one DG XVII and/or expert representative and one independent expert from the sector.

Meetings of the groups were held at Brussels in November 1992 and February 1993, for the industry sector, and in February 1993 for the building and transport sectors. The European industrial associations were represented in the 12 marketing groups (industry: seven; transport: two; building: three). Each group is serviced by two OPET representatives.

These groups have an evolving and intentionally dynamic structure, operating in autonomous fashion and intended to sub-divide to form progressively more homogeneous groups (thus satisfying a basic principle of marketing, that of segmentation).

In the industry sector there were initially five marketing groups (i.e. in November 1992), but the number later rose to seven and now stands at ten. The foundry and textiles sectors for example are distinguished from others by the presence of large numbers of small- and medium- companies.

The diversity of the agrifood sector also demands this segmentation.

MARKETING GROUPS

Industry

(November 1992)

- Glass/Paper/Chemicals
- Iron and Steel/Non-ferrous/Foundries
- Ceramics/Bricks/Cement
- Agrofood/Textiles/Brewing
- Transectoral Technologies

(February 1993)

Glass

Paper

Chemicals (March 1993)

Iron and steel/Non-ferrous/Foundries

Ceramics/Bricks/Cement

Agri-food/Textiles/Brewing

Transectoral Technologies

Building

(February 1993)

Building - H.V.A.C.

Building - Lighting

Building - Shell and integration

Transport

(February 1993)

Transport H2 (a)

Transport H2 (b)

INVOLVEMENT OF INDUSTRIAL ASSOCIATIONS IN THE MARKETING GROUPS

As at 14.3.93 nine such associations were represented in the industry group, eight in the buildings group, and two in the transport group.

Further European and national associations are bound to join the marketing groups.

EVOLUTION OF THE MARKETING GROUPS

While constituting a new phase in the process of disseminating information under the Thermie programme, the marketing groups are no more than the 'igniter' or first stage of a 'chain reaction', which has been triggered at European level, and which it is desirable to see repeating itself in each Member State at national, regional and local levels.

The synergy of the OPETs and the European industrial associations should rapidly bring this about, with the emergence in due course of hundreds of such marketing groups (perhaps under other names but always with a 'European dimension') throughout the Community.

This process, including its multiplier effect, have already started, since certain European industrial associations have proposed a joint meeting and Thermie presentation with their Energy Committee, composed of representatives of the national industrial associations.

International events and seminars organised by industry sector have already featured a special Thermie Energy session at the CERMAT Exhibition, Rimini, November 1992 which is a most effective means of enabling the spread of information to a very large and perfectly-targeted audience.

The current programme of energy technology dissemination, and in particular the future programme of OPET activities, are thus seeing their impact strengthened by the demand side of the market.

It has already been decided that the supply side of the energy technology market should be associated as quickly as possible with the work of the marketing groups. Its representatives (equipment manufacturers and installers, energy plant operators, etc.) and those of the financial organizations will thus complete the circle of market operators and decision process. ■

COST-BENEFIT ANALYSIS OF 1992 THERMIE TECHNOLOGY PROJECTS

BY Anette Jahn, Philippe Petit and Paula Marques, OPET-CS

A Cost-Benefit Analysis has been carried out by DG XVII in consultation with representatives of the Member States in order to assess the costs and anticipated impact of all projects selected for support through Thermie. This article presents the analysis for the projects supported in 1992, showing the following results:

- *the technologies selected for support and dissemination offer cost-effective options for lowering the overall energy consumption of the Community;*

- *closely linked to this is the contribution which these technologies make to reducing pollutant emissions, particularly CO₂, which is extremely important in relation to the Community's objective of stabilizing its CO₂ emissions by the year 2000 at the 1990 level;*
- *thus, the analysis proves that successful selection and dissemination of Thermie projects promises to bring substantial benefits in helping to achieve the Community's energy and environmental policy objectives.*

INTRODUCTION

The Thermie programme for the promotion of energy technology allows the European Community to provide financial support to projects which promote innovative and efficient technologies in the fields of Rational Use of Energy (RUE), Renewable Energy Sources (RES), Solid Fuels (SF) and Hydrocarbons (OG). It runs for five years, from 1990 to 1994¹, with a total budget of ECU 700 million. Around 85%² of the budget is

allocated for financial support to projects whose implementation entails a large element of technical or economic risk.

In 1992, 577 proposals were received for consideration for support. Of these, 154 projects were selected for support totalling ECU 128 million.

A **Cost-Benefit Analysis (CBA)** has been completed for the projects selected in 1992. The aim of the CBA is to assess the costs and anticipated benefits of Thermie projects on both economic and environmental grounds.

¹ Council Regulation (EEC) No. 2008/90 of 29 June 1990 concerning the promotion of energy technology in Europe (Thermie programme).

² The remainder is dedicated to associated measures for energy technology promotion.

ANTICIPATED RESULTS FROM THE 1992 THERMIE PROJECTS

GLOBAL RESULTS

The Cost-Benefit Analysis is based on 154 projects which are being co-financed by the European Community, with support from the latter amounting to ECU 128 million.

This financial support is distributed between the four sectors covered by Thermie as follows:

Number of projects supported	154	
Project support allocated	MECU 128	
Induced investment ³	MECU 330	
Total investment created ⁴	MECU 703	
Dissemination impact ⁵	MECU 861	
Energy savings	MECU 1 406	52.4 MTOE
Avoided environmental damage	MECU 788	220 232 kt CO ₂ 1 694 kt SO ₂ 657 kt NO _x 61 kt VOC 310 kt CO
Macroeconomic impact ⁶	MECU 419	

Chart 1

Number of Projects Supported per Sector in 1992

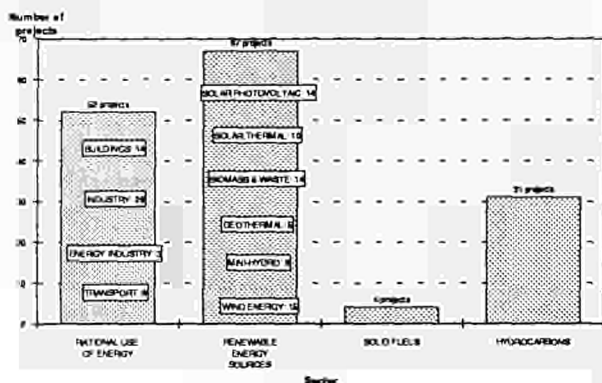
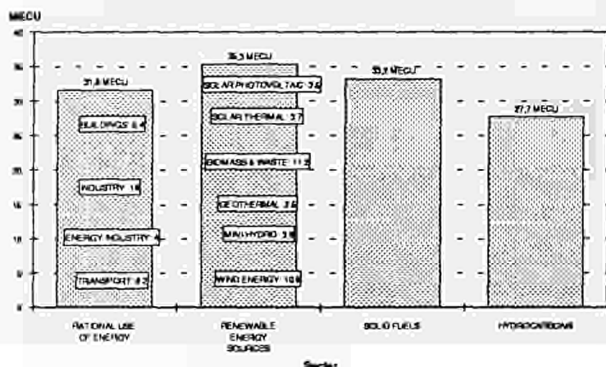


Chart 2

Support Allocated per Sector in 1992



Note: Energy savings and avoided environmental damage can be calculated at this stage for only two sectors: Rational Use of Energy and Renewable Energy Sources (see below).

The induced investment from the initial 1992 projects, generated by the Community's support to those projects, amounts to ECU 330 million. The total investment created by the initial 1992 projects totals MECU 703. Adding the estimated replication for each project, indicates that an additional dissemination impact of ECU 860 million will be generated over the period of analysis.

The total energy savings and/or substitution⁷ of the projects and their replication amount to 52.4 million TOE. The avoided environmental damage is directly linked to these savings and/or substitution and to the sector where the savings are being achieved; they amount to 220 232 tonnes of CO₂, 1 694 tonnes of SO₂, 657 tonnes of NO_x, 61 tonnes of VOC and 310 tonnes of CO.

Over the same time period and in aggregated terms, the 1992 projects will increase the Community's income by more than ECU 400 million.

³ Difference between eligible project cost and project support cost of the initial projects (share of the cost of the innovative technology provided by the proposers).

⁴ Difference between the total project cost and the project support cost of the initial projects.

⁵ Eligible cost of the expected replication projects in discounted terms (1992 value) for comparison reasons.

⁶ Multiplier effect on investment on the basis of project support cost.

⁷ The savings occur mainly in the sector Rational Use of Energy. In the Renewable Energy Sources sector, the benefits arise chiefly from additional electricity production from non-polluting sources.

SECTOR RESULTS

RATIONAL USE OF ENERGY

This sector includes four sub-sectors: buildings (14 projects), industry (26 projects), energy industry (3 projects) and transport (9 projects).

Number of projects supported	52	
Project support allocated	MECU 31.6	
Induced investment	MECU 59.8	
Total investment created	MECU 152	
Dissemination impact	MECU 372	
Energy savings	MECU 870	28.5 MTOE
Avoided environmental damage	MECU 437	102 895 kt CO ₂ 681 kt SO ₂ 281 kt NO _x 46 kt VOC 270 kt CO
Macroeconomic impact	MECU 104	

RENEWABLE ENERGY SOURCES

This sector comprises the following sub-sectors: solar energy (photovoltaic and thermal: 24 projects); energy from biomass and waste (14 projects), geothermal energy (5 projects); mini-hydro (9 projects); wind energy (15 projects).

Number of projects supported	67	
Project support allocated	MECU 35.3	
Induced investment	MECU 78.7	
Total investment created	MECU 179	
Dissemination impact	MECU 488	
Energy savings	MECU 536	23.9 MTOE
Avoided environmental damage	MECU 350	117 337 kt CO ₂ 1 013 kt SO ₂ 376 kt NO _x 15 kt VOC 40 kt CO
Macroeconomic impact	MECU 116	

SOLID FUELS

Number of projects supported	4
Project support allocated	MECU 33.2
Induced investment	MECU 149.7
Total investment created	MECU 308
Macroeconomic impact	MECU 109

These projects are long-term and strategic. Since coal is the single most important fuel for electricity generation (36.5% of total inputs for electricity production⁸), but has to comply with increasingly stringent environmental legislation, pride of place is given to clean combustion technologies which can increase the efficiency of coal-fired power plants and thus reduce pollutant emissions.

Two major projects⁹ in this sector are expected to have the following impact:

- Puertollano, Spain, a targeted project under Thermie, in IGCC technology (Integrated Gasification Combined Cycle), rated at 300 MWe. The project will result in an annual saving in coal consumption of 80 000 tonnes as well as a substantial reduction in SO₂ and NO_x emissions.
- Carling, Lorraine, a project in CFBC technology (Circulating Fluidised Bed Combustion), rated at 284.2 MW, with an annual saving in coal consumption of 12 600 tonnes and again considerably reduced SO₂ and NO_x emissions.

HYDROCARBONS

The aim of financial support in this sector is not linked directly to the reduction of energy consumption by energy savings, but more to reducing the Community's dependency on imported energy supplies by improving exploitation and availability of its indigenous oil and gas resources.

Most projects in the hydrocarbons sector do not in fact lead directly to measurable energy savings. Their impact will be in terms of cost savings, prevention of environmental damage, increasing safety or better exploitation of resources.

⁸ Source: EUROSTAT, 'Energy' 1990, Luxembourg 1992.

⁹ See Energy in Europe Nos 19 and 20.

	SAFETY/ ENVIRONMENTAL PROTECTION	EXPLORATION	PRODUCTION	TOTAL
Number of projects supported	15	6	10	31
Support allocated	MECU 14	MECU 2.6	MECU 11.1	MECU 27.7
Induced investment	MECU 20.9	MECU 4.1	MECU 16.7	MECU 41.7
Total investment created	MECU 21.7	MECU 5.5	MECU 38	MECU 65.2
Macroeconomic impact	MECU 46	MECU 8.5	MECU 36.5	MECU 91.0

METHODOLOGY

The methodology that has been adopted compares the expected costs and benefits of investments within a range of fixed assumptions.

The main assumptions include the following items:

- **Life-cycle analysis:** the expected costs and benefits generated by each project supported are calculated during their entire life-cycle¹⁰.

- **Replication of projects:** the main objective of Thermie is to encourage market penetration of new and innovative energy technologies and to disseminate information about successful technologies throughout the Community, principally by means of the OPET¹¹ network. The expected replication rate for each project is therefore a vital component in the evaluation of the overall impact. Promotion leads to additional investments (dissemination impact) which generate additional energy savings/substitution and environmental impacts.

- **Present value of costs and benefits:** with the costs and benefits accruing over a period of time, it is necessary to reduce each to a common (1992) value by using a discount rate before comparing them. The discount rate includes a 'risk premium' in order to take into account the high level of uncertainty as to performance when implementing the technologies and is additional to the 'risk-free' rate of return¹².

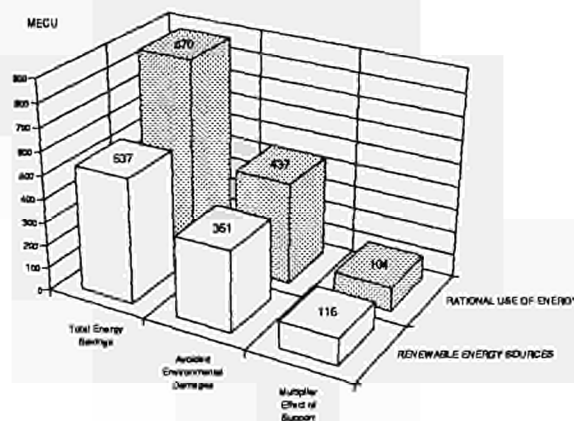
COSTS

The Thermie programme can provide financial support of up to 40% of the eligible project costs¹³. For the purposes of the CBA, only the Community support is considered as a cost item, which is meant to reflect the interest of assessing the magnitude of the benefits to the whole Community resulting from funds made available under Thermie.

BENEFITS

The benefits of the Thermie programme encompass both those induced directly by the initial projects which receive financial support, and those generated indirectly by replications over a given period of time.

Chart 3
Quantifiable Benefits Generated by 1992 Thermie Support
Rational Use of Energy and Renewable Energy Sources
(including replication)



¹⁰ Period under evaluation: negotiation phase (average: 1 year), construction phase (average: 3 years), lifetime of each technology (from 5 to 40 years depending on sector and technology; source: original proposals).

¹¹ OPET = Organization for the Promotion of Energy Technology.

¹² The Thermie support not bearing itself a risk element, it is discounted with the 'risk-free' rate of return only.

¹³ The eligible cost represents that part of the overall project which is directly related to the innovative components of the technology.

Having in mind the objectives laid down in the Thermie Regulation, the benefits include the following:

- **Energy savings/substitution:** the expected annual energy savings/substitution of each project is quantified with a weighted average of energy prices (taxes excluded) for the Community¹⁴. The assumption has been made that energy prices remain stable in real terms over the period under analysis.
- **Environmental improvements:** the expected energy savings/substitution will lead to a reduction in the production of pollutant emissions, the emissions under consideration being CO₂, SO₂, NO_x, VOC (volatile organic compounds) and CO. The analysis is made by separating the amount of energy savings/substitution into their fuel and electricity components (using the appropriate average fuel and electricity consumption figures per sector¹⁵). Specific emission factors¹⁶ are then applied to these components. The amount of emissions avoided per project is eventually quantified in money terms by applying average ECU-prices¹⁷ per tonne of each emission.
- **Macro-economic impact:** Due to the fact that the degree of interest in the projects would not have allowed them to start up without Thermie funding, financial support from the Community is considered to be an autonomous investment. It is therefore assumed that an increase in the Communities' GDP can be linked directly to Thermie (multiplier effect). The basis for this calculation is provided by the QUEST model¹⁸, which is a European simulation model to appraise the augmentation of Community GDP following an autonomous investment.

STIMULATED INVESTMENT

It is also interesting to assess the investment stimulated in various other ways by the Community support, even though this represents neither a 'cost' nor a 'benefit' in strict relation to the evaluation of the net-benefit of a Thermie project:

- **Induced investment:** difference between eligible project cost and project support cost of the initial projects (share of the cost of the innovative technology provided by the proposers);

- **Total investment created:** difference between the total project cost and the project support cost of the initial projects;
- **Dissemination impact:** eligible cost of the expected replication projects in discounted terms (1992 value) for comparison purposes.

EVALUATION OF THE NET BENEFIT

The final net benefit of Thermie-supported projects is defined as the **discounted benefits** expected over the period of time considered (energy savings, multiplier effect on investment and emission reductions) minus the initial **Thermie project support costs**.

Rational Use of Energy and Renewable Energy Sources Net Benefits (including replication)		
	Costs MECU	Benefits MECU
Thermie support	67	
Energy savings		1.407*
Environmental impact		788*
Multiplier effect		219*
Difference:		2.347

** for reason of compatibility in discounted 1992 values*

FUTURE PERSPECTIVES

A report covering all projects supported under Thermie (1990, 1991, 1992), and including a detailed presentation of the methodology and results, is expected to be available shortly.

All projects selected for financial support in future will be subjected to the same cost-benefit analysis.

Any questions or requests for further information should be addressed to:

THERMIE
Cost-Benefit Analysis
DG XVII-D1
200 rue de la Loi
B-1049 Brussels
Fax No ++32.2.771.56.11

¹⁴ Source: Energy prices 1978-1990, EUROSTAT, Luxembourg 1991.

¹⁵ Source: Energy balance sheet EURO 12, EUROSTAT 1991.

¹⁶ Source: Analysis of the ecological impact of demonstration projects, REGIO-TEC, Starnberg 1991.

¹⁷ Source: Valuation of environmental externalities caused by various emissions, Recommendations ISI Karlsruhe, 1992.

¹⁸ Source: 'European Economy', published by the Commission's Directorate-General for Economic Affairs, No 47, March 1991.

TRANSPORT FUELS FROM COAL

BY Samuele Furfari, DG XVII
Energy Technology Unit

Energy demand forecasts for the Community up to 2005, produced by the Directorate-General for Energy in September 1992¹ raise important questions about meeting the Community's future need for oil products. The need to make sure that growing demand for transport fuels (gasoline and diesel) can be met will be particularly crucial. Transport will continue to be one of the fastest growing markets for energy in the Community, at 2% per year. Mobility will continue to be a basic need. This general desire for greater mobility

is reflected in the expected increase in the number of cars by more than 25% by 2005 (Figure 1). Population and income levels influence this trend as indeed do other factors such as spatial distribution, urban congestion and transport infrastructure and policy. Accompanying this general trend is the difference in consumption growth rates throughout the Community: higher in Portugal, Spain, Ireland, Greece and the new German Länder, slower in congested countries such as the Netherlands.

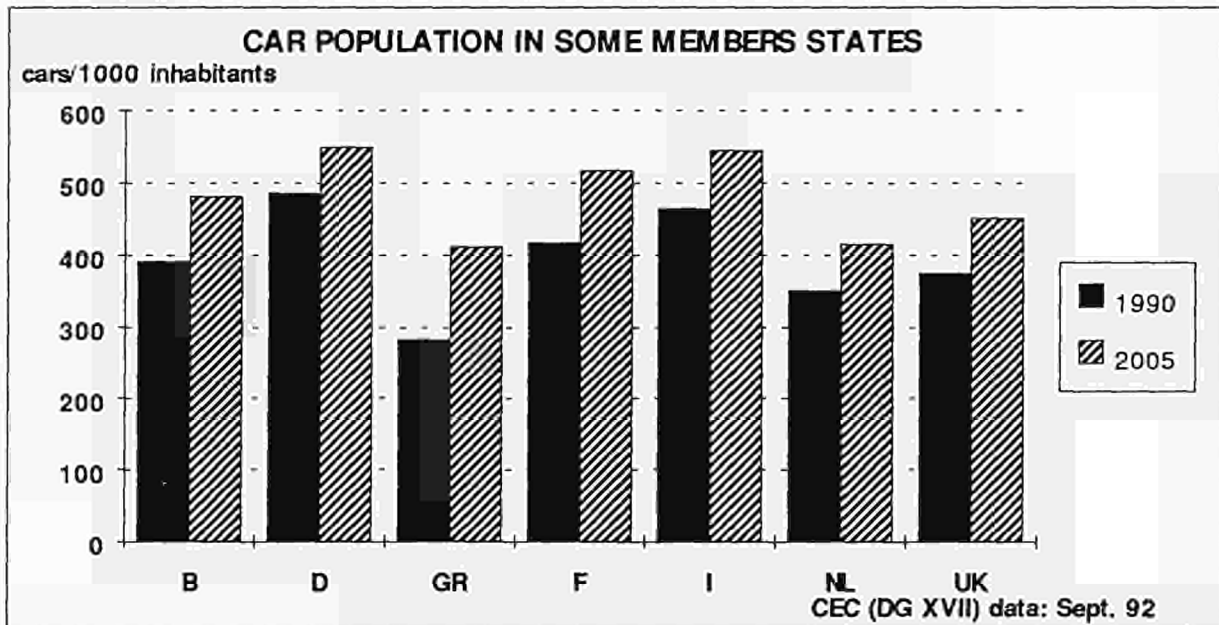


Figure 1: Car Population in some Member States

1. Energy in Europe: A View to the Future, 1992 (CEC, DG XVII)

BACKGROUND: THE PRESSURES ON OIL

Figure 2, taken from the Commission study mentioned earlier, shows that the demand for all oil products within the Member States of the Community will rise to 522 million tonnes oil equivalent (TOE) (3 870 million barrels) per year by 2005, an increase of 13% on the figure for 1990. The demand for transport fuels will, however, increase to 296 million tonnes (2 160 barrels) an increase of over 30% on the figure for 1990.

It is also most significant that the import of oil from outside the Community will increase by 16% over the same period, the proportion of oil used within the Community that has to be imported rising from 78% to 81% of the total (Figure 3). Indeed it must be underlined that it is for all energy sources that an increase is foreseen in imports - i.e. external dependency.

At the same time that the countries of the Community will be needing more oil, there will be an even larger demand for more oil from the rest of the world, it being estimated that global consumption will rise from 24 127 million barrels per year in 1990 to nearly 30 000 million barrels in 2005. It is true that the oil companies take some comfort from the fact that estimated present growth in oil demand is only about

1.5% per annum as compared to around 7% in the 1960's and 1970's (i.e. doubling in a decade) but this slow-down in demand could be to a significant extent due to the current world recession which it is to be hoped will not continue indefinitely.

This increase in demand must in itself put pressure on oil prices and this pressure will be enhanced by two other factors which it is thought could be primarily responsible for a significant rise in oil prices as we move into the next century.

First, the cost of the crude oil exploration and production is rising as output declines from the largest of the 350 fields which have provided over 80% of the total oil reserves over the last decade. Up to 1980, oil was being found at a faster rate than it was being consumed but, in the five years from 1980, only 50% of oil and gas consumed was compensated for by new finds². New fields are being developed but these are smaller than those developed up to now and are often in more remote or hostile environments. The oil companies are optimistic that they can, for the present, maintain supplies at much the present price (which is not always fixed on purely economic considerations, especially when Middle East politics become involved) although they caution that one must always beware of the unexpected³.

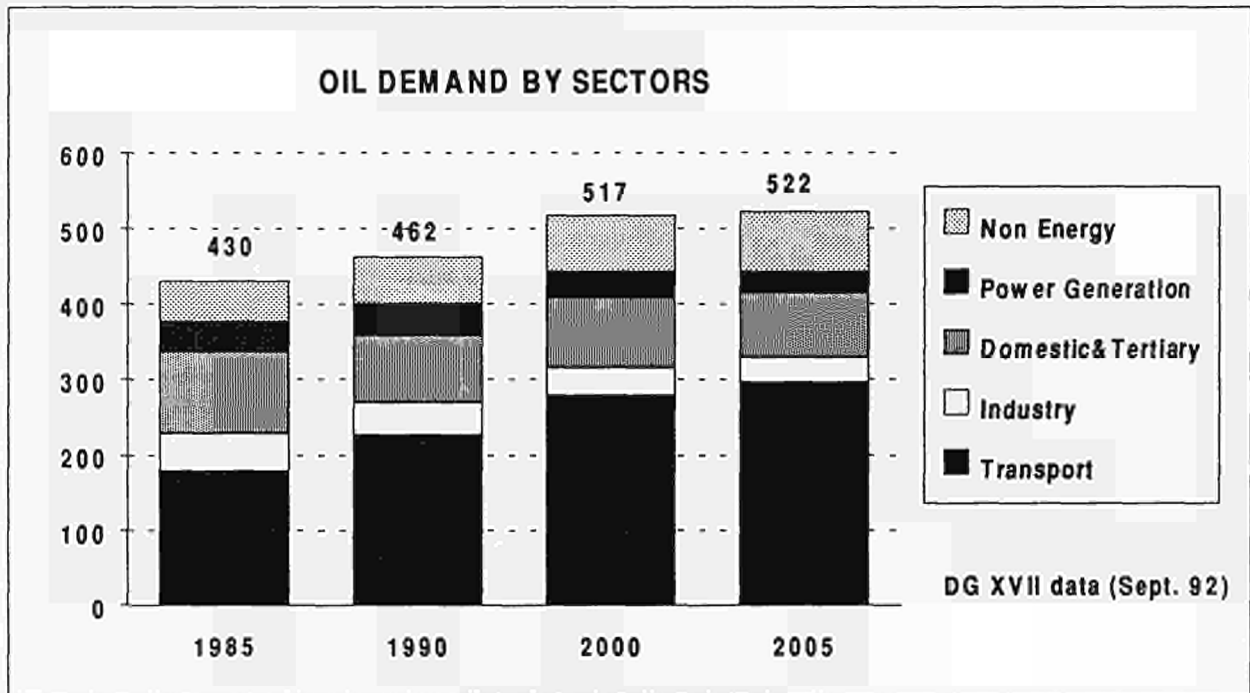


Figure 2: Oil Demand in the EC

2. Coleman N.C. Industrial Energy for the 1990's: An Oil Industry Perspective, 18th Idris Jones Memorial Lecture 1991 (Preprint, The Institute of Energy).

3. Inter alia, Collins J.A. Managing Change in the Energy Industries: An Oilman's View, Address to the Energy Industries Club 1992 (Shell UK Ltd.).

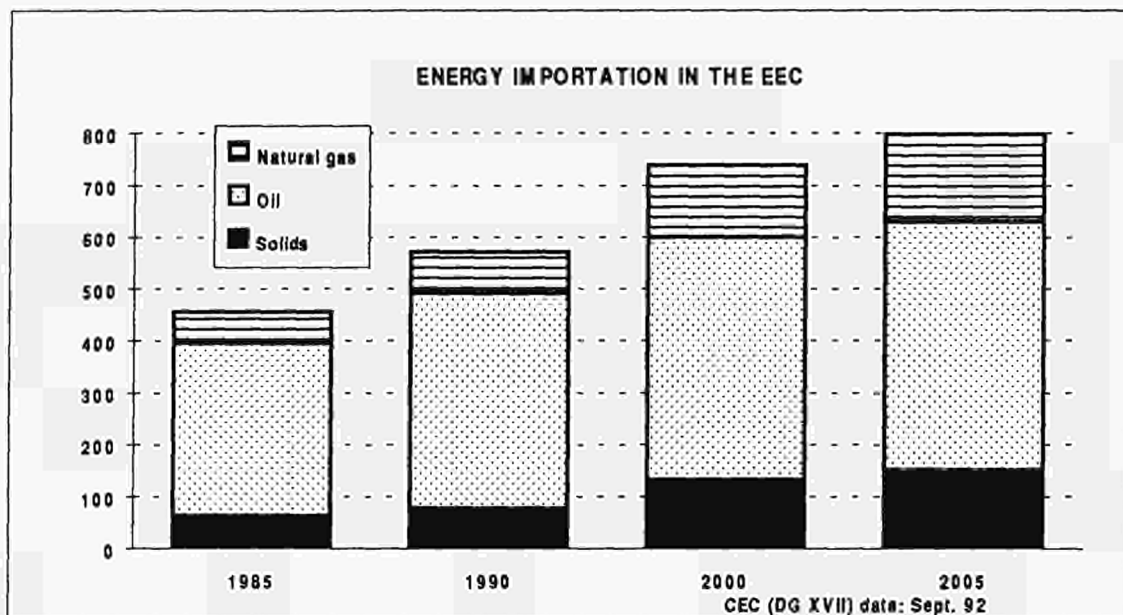


Figure 3: Importation of Energy in the EC

Estimates from the Commission¹ suggest that \$250 billion will be required over the next decade to bring supply into line with demand. But estimates from other sources are in some cases much higher, up to \$1000 billion³.

Second, beyond cost considerations, there is the fact that distribution of crude oil reserves is (in contrast with coal and other solid fuels) extremely uneven with about two-thirds of all known reserves located in just four or five countries in the Middle East. Dependence on price fixing by a cartel of producers is increasingly likely in the future, even accepting that this volatile region of the world is at present stable.

In the face of this uncertain future, a reasonably economical alternative to dependency on crude oil for transport fuel must become attractive, if only as an insurance policy. It is therefore likely that, within the next, or at the latest, within the next two decades, the manufacture of liquid fuels from coal will be under consideration as a serious option, both as the raw material coal is plentifully available within many countries and because the relative price of oil and coal will be by then such as to make the conversion products from coal to transport fuels economically attractive.

However, it is obvious that as with any technology it will only be possible to move quickly towards the construction of commercial plants if technically developed and proven processes become available.

MAKING GASOLINE FROM COAL

There are two main approaches to manufacturing liquid fuels from coal. The coal can be gasified using one of the processes developed in recent years, a number of which have been supported by the Community. The resultant gas can then be synthesized into liquids. Alternatively, the coal can be converted directly into a liquid, combining the carbon in the coal with hydrogen, generally as gas, which can be achieved only under pressure and in the presence of a suitable catalyst. Impurities and mineral matter are removed beforehand. This last approach is the more efficient and, therefore, more attractive commercially.

The first major surge of interest in making transport fuels from coal followed the world oil crisis in 1973 which highlighted the world's dependence on oil and the countries with the major oil reserves. An indirect process is operated commercially in South Africa and other plants using a range of gasifiers have been operated at least on a trial basis. A number of direct processes were developed up to the demonstration scale, plants processing up to 250 t coal/day being built, particularly in the USA and Germany. However, world supply of oil subsequently increased, prices fell and, by the mid-1980s, much of the incentive to develop coal liquefaction processes had gone. One exception to this was the development of the Liquid Solvent Extraction process, developed by the British Coal Corporation and being demonstrated at a plant at Point of Ayr, North Wales, supported by DG XVII's Demonstration Programme on Coal Gasification and

butane), naphtha (boiling below 180°C) and mid-distillate (boiling in the range 180-300°C).

In addition to these 'core' processes, any commercial plant will need a number of additional processing units, although these are all similar to well-established petroleum industry or coal gasification plant. Thus, the hydrogen would, in a plant with coal as the only energy source, be produced by gasification of filter cake, residual pitch and other combustible by-products supplemented by coal as necessary. Similarly process steam and electricity would be produced using boilers fired primarily by pitch, another by-product, which is a 'clean' fuel.

The distillate products from the 'core' plant, as described above, will need further processing before they can be marketed as transport fuels. Thus, the naphtha is hydrotreated to remove sulphur and nitrogen and then reformed to produce a gasoline with an octane number over 100.

It is clearly very difficult and can be misleading to make unqualified claims on costs but, to give an example of the orders of magnitude involved, one careful and detailed estimate suggested that (based on a 5% DCF rate and a 20-year plant life) transport fuels from coal at ECU 1.85/GJ could be produced at the same cost as from crude oil priced at ECU 30/bbl⁴.

THE PLANT AT POINT OF AYR

The plant, illustrated in Figure 5, has been built on reclaimed land next to a colliery on the north coast of Wales. It was completed in the autumn of 1990. Commissioning of components had been started in late 1987 and the whole plant was commissioned between the autumn of 1990 and March 1991. Laboratory procedures were set up and a data storage and retrieval system made ready for use. Coal was first fed into the plant in the summer of 1991 and, since then, a three-year period of proving trials has been in progress. The results, which have still to be completed, fully analysed and published, are very encouraging.

The plant simulates the 'core' process only, that is to say, it does not produce its own electricity, hydrogen etc. All the essential core stages are, however, included and integrated into a continuous process. While the throughput, at up to 2.5 tonnes of coal a day, is modest, the plant has still had to be made quite large and it has been concluded that the various stages are sufficiently representative of the way a plant with a large throughput would operate for the data to be scaled up with confidence to demonstration plant level, with a through-put approaching that of a single-stream commercial plant, which would produce typically somewhere between ten and fifty thousand barrels per day.

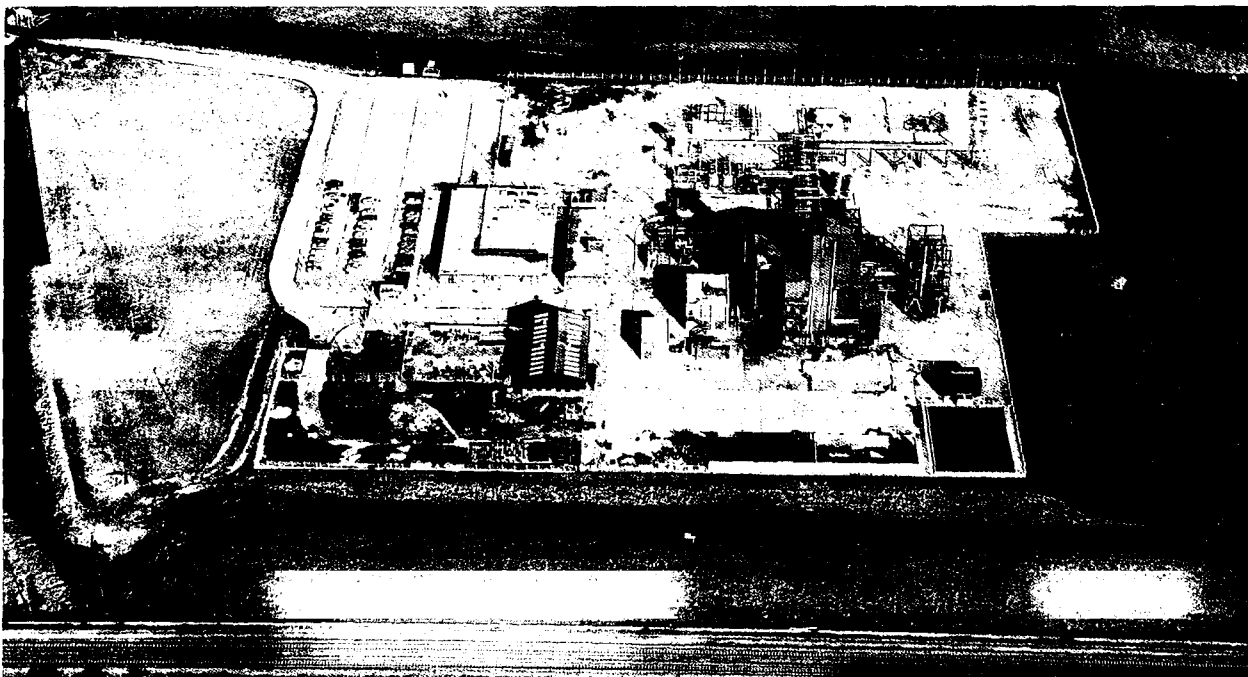


Figure 5: View of the Point of Ayr Liquefaction Plant

⁴ cf. *A View to the Future* cit. p. 99: forecast for international crude oil import price - year 2000: ECU 18.05; year 2005 - ECU 21.98 (at 1990 prices and ECU/dollar rate).

THE NEXT STEP

The plant's present programme is due to be completed in 1994. There is no doubt that continuation of this programme at Point of Ayr can be justified and, it is hoped, will be proposed, studying further fuels or process variables. Such a programme would have the advantage of keeping together a core of people familiar with the technology, but will not in itself bring coal liquefaction plants any nearer to commercial viability. However, there is an immediate need to start planning now for a 'pioneer' plant which might well represent one stream of a possible full commercial plant. Such a pioneer plant might produce about 50 000 barrels of liquid products a day.

One such proposal, favoured by the Commission and now being studied by British Coal, who have contracted with Trichem Consultants Ltd. to carry out the detailed study, is to construct such a pioneer plant adjacent to an oil refinery, the products being blended in with the products from crude oil processing. The study has confirmed that the output from the coal-based plant could readily be accommodated in the blending pool, the coal-derived products being fully compatible with their conventional counterparts. In fact, they could well have properties making them particularly attractive in the overall mix. The economic implications and potential benefits to the refinery, and the funding of such a plant are now under on-going examination.

It should be clearly appreciated that the incentive to develop a process for manufacturing transport and other liquid products from solid fuel goes much further than simply seeking additional outlets for the hard-pressed coal industries. The main underlying aim must be to make available to the Community an economically viable alternative to crude oil as a source for vital liquid fuels; which implies an adequate lead time if this insurance is to be available in good time given the developments likely on oil markets, already sketched out above. It is for this reason that the Commission is hoping to attract interest and support from the oil supply industry in pushing this development forward. To reach this aim, the services of the Commission are presently setting up a forum in the framework of the Thermie programme where oil companies and specialists on coal liquefaction can discuss this issue in order to pave the way for future action in this field. ■

AUTO-PRODUCTION OF ELECTRICITY

BY Eduardo Morere Molinero, DG XVII

Electricity Unit

Last July the Commission sent a report to the other institutions on progress in cooperation between public electricity utilities and auto-producers of electricity on the basis of renewable energy sources, waste-derived energy and combined heat and power generation (RWC auto-producers).

A Recommendation on such cooperation had been adopted by the Council on 8 November 1988.

Auto-production of electricity includes not only production to meet the producer's own requirements but also electricity production in connection with the producer's main industrial activity, or as a way of using renewable energy resources: in no case is there a public service obligation.

Auto-production of electricity, in particular from renewable energy sources, waste-derived energy and combined heat and power generation (known collectively as RWC auto-production), helps improve security of supply and is beneficial to the environment. The interest of the Community institutions in such types of electricity production was given concrete expression in Council Recommendation 88/611/EEC of 8 November 1988 on promoting cooperation between public utilities and auto-producers of electricity¹. On 22 July 1992 the Commission reported to the Council on the application of this Recommendation².

COUNCIL RECOMMENDATION OF 8 NOVEMBER 1988

This Recommendation was drawn up against a background of very disparate national rules. Its purpose is to help remove the legal and administrative obstacles to the development of RWC auto-production by introducing a framework for cooperation to govern electricity exchanges with public utilities. Development of auto-production depends, above all, on good relations between auto-producers and the electricity generating industry, which are essential if auto-production is to be economically viable.

In concrete terms, the framework for cooperation must introduce contract criteria entailing:

- the authorization in principle of RWC auto-production;
- an obligation on public utilities to purchase surplus electricity produced by RWC auto-producers;
- remuneration for these purchases in line with the 'avoided costs'³;
- non-discriminatory treatment of auto-producers compared with other consumers as regards supplies of electricity from the public utility i.e. for supplementary⁴ and standby energy supplies⁵;
- the above-mentioned rights of RWC auto-producers must, however, be compatible with the smooth economic operation of the public utility.

The Recommendation also calls on Member States to report to the Commission after three years on the progress on cooperation between public utilities and auto-producers of electricity.

³ 'Avoided costs' = fuel savings made by electricity-generating companies as a result of auto-production, and savings made in investment costs, where the regularity of auto-production permits such savings to be made.

⁴ Supplementary energy supplements auto-production by topping up energy supplies when necessary to the desired level of consumption.

⁵ Standby energy is supplied when the auto-production generator breaks down or requires maintenance.

¹ OJ L 335, 7.12.1988, p. 29.

² SEC(92)1411 final. Report from the Commission to the Council on the progress on cooperation between public utilities and auto-producers of electricity.

**COMMISSION REPORT TO THE COUNCIL
OF 22 JULY 1992**

On the basis of information received from Member States during 1991, the Commission drafted a report on the application of the Recommendation and the progress of the framework for cooperation.

In general, this type of cooperation has made progress in recent years. A number of obstacles remain, however, with regard to the authorization of RWC auto-production (capacity limits), the obligation to purchase (accepted but not guaranteed in certain cases), the remuneration (sometimes less than the recommended amount) and supplementary and standby supplies (prices not suited to auto-producers' requirements). The Report details the differing states of play across the Community:

In **Belgium**, a Recommendation⁶ of the Electricity and Gas Supervisory Committee sets the prices paid to RWC auto-producers in line with the Council Recommendation. Surplus electricity is in practice accepted by the public utility, although there is no legal obligation to do so.

In **Denmark**, agreements concerning wind energy (1984) and industrial auto-producers (1982), supplemented in 1990 by a Recommendation of the Association of Electricity Producers, ensure that auto-producers receive treatment in line with the Council Recommendation. On account of the insignificant quantities involved, the other RWC auto-production sectors (hydroelectricity, etc.) are not covered by any agreement, but the 1990 Electricity Producers' Recommendation does apply to them. The threshold beyond which auto-producers require an authorization, like other electricity producers, is relatively high: 25 MW.

In **Germany**, a 1991 Law provides for uniform, favourable treatment for renewable energies. The principles underlining the agreement with industrial auto-producers (1979, amended in 1988) are in line with those set out in the Council Recommendation. As regional producers' costs vary greatly, so do the payments made to industrial auto-producers. Auto-producers with a capacity greater than 1 MW who supply surplus power to the public utility require an authorization (granted on a public interest basis).

In **Greece**, RWC auto-production is allowed under a 1985 Law and contract and pricing principles were adopted in 1988. RWC auto-producers must hold a licence, granted after consultation of the public utility, and capacity limits are based on the auto-producer's own electricity or heat requirements. Prices are based solely on fuel avoided cost and are 25% lower for

private auto-producers than for those which receive government subsidies.

In **Spain**, the legal framework (dating from 1980 and 1982) ensures favourable treatment for RWC auto-producers in line with the Council Recommendation.

In **France**, a 1955 Law on independent producers and subsequent implementing measures provide for treatment of RWC auto-producers below 8 000 kVA in line with the principles set out in the Council Recommendation. However, the prices paid to auto-producers, based on the public utility's tariffs for 'very long use', seem rather unfavourable.

In **Ireland**, the standard contract and the new tariffs (1991) for non-fuel auto-producers are very favourable. Although there is no legal obligation, since 1990 the public utility has accepted the surpluses of industrial (CHP)⁷ auto-producers; these auto-producers receive capacity payments only if supplies from November to February exceed 70% of capacity.

In **Italy**, a legal framework was adopted in 1991 and provides for very favourable treatment for RWC auto-producers in line with the Council Recommendation.

In **Luxembourg**, a 1989 standard contract applies to RWC auto-producers below 100 kW; prices are based on the fuel avoided cost.

In the **Netherlands**, the 1989 Law ensures treatment for RWC auto-producers in line with the Council Recommendation.

In **Portugal**, a standard contract (1990) and legislation (1988: up to 10 MW; 1991: over 10 MW) provide for treatment of RWC auto-producers in line with the Council Recommendation. Independent producers with a capacity greater than 10 MW can obtain an 'unlinked' licence enabling them to generate electricity for their own use or for sale to third parties under market arrangements.

In the **United Kingdom**, under the new liberalized arrangements for electricity, the purchase obligation (except for renewable energies) and payments to auto-producers based on the avoided cost, contained in the Council Recommendation, are not applied. However, an equivalent effect is achieved, as the operation of the market ('open pool') avoids discrimination compared with other producers or consumers. The Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) entails very favourable treatment for renewable energies: both a purchase obligation and prices higher than market prices.

In terms of the Council Recommendation, therefore, the situation with regard to RWC auto-production varies greatly from one Member State to another. Table I enables a comparison to be made between the various types of circumstances which determine this situation in the twelve Member States.

⁶ CC (e) 91/12.

⁷ Combined Heat and Power.

Table I

Country	Framework for cooperation and standard contract	Specific procedures for resolving disputes	Obligation to purchase	Authorization of RWC auto-producers	Pricing of sales to the public utility	Pricing of sales from the public utility	Transparency of pricing principles	New legislation
B	Recommendation by the Electricity and Gas Supervisory Committee	No (supervisory authority may intervene)	Accepted in principle by the public utility	No special authorization	Base load: fuel avoided cost High-load hours: avoided cost in the long term (payment per kWh and per kW)	No discrimination No standing charge	Prices of sales to and from the public utility clearly defined	None
DK	Agreement on wind energy and industrial auto-producers Recommendation by the producers' association (DBF)	No (supervisory authority may intervene with regard to prices)	Yes for wind energy and industrial auto-production	Less than 25Mw: authorization not required Over 25 Mw: as for other producers	Wind energy: higher than avoided cost in general; symmetrical pricing of sales and purchases	No discrimination	Principle of symmetrical pricing of sales and purchases	None
D	Legal framework (concerns above all renewable energies) Agreement for industrial auto-producers	Yes	Yes for renewable energies and for industrial auto-producers	Authorization required for installations above 1Mw which supply electricity to the public supply network	Renewable energies: higher than avoided cost (in certain cases) Other RWC: avoided cost; different regional prices	No discrimination	Pricing principles clearly defined	1991 law on renewable energies
HE	Legal framework	No	Yes	Authorization required (public utility consulted)	Fuel avoided cost No capacity payments Discrimination between private auto-producers and regional authorities (25% difference)	No discrimination Option of reduced fixed charge and higher kWh price	Prices of sales to and from the public utility clearly defined	None
ES	Legal framework	Yes	Yes	Authorization required (for CHP, energy savings of 45% compared with conventional systems required)	Avoided cost: different prices for programmed or guaranteed energy or supply on demand (capacity payments)	No discrimination Standing charge can be reduced to 18%	Price of sales based on price of purchases	None
F	Legal framework	Yes	Yes	Limit of a 8 000 kVa (except for secondary industrial auto-production or auto-production from waste). Beyond that limit authorization required (EDF to be consulted)	Avoided cost Capacity payments for partially guaranteed supplies Prices based on (unfavourable) tariffs for 'very long use'	No discrimination	Prices of sales to and from the public utility clearly defined	None
IRL	Standard contract	Yes for hydro power	Yes for hydro power Accepted by the public utility	No special authorization	Fuel avoided cost Capacity payment from 70% (daytime during the winter) Renewable energies higher than avoided cost	No discrimination	Prices of sales to and from the public utility clearly defined	1991 standard contract
I	Legal framework	No	Yes	Authorization required (on condition that surplus power sold to ENEL)	Avoided cost Payment much higher than avoided cost for new installations using renewable forms of energy	No discrimination Purchases can be set off against surpluses	Prices of sales to and from the public utility clearly defined	1991 legislation
L	Standard contract (up to 100 kW)	Yes	Yes	Authorization required above 100 kW	Fuel avoided cost No capacity payments	No discrimination	Prices of sales to and from the public utility clearly defined	1989 standard contract
NL	Legal framework Standard contract for power generated from waste and from CHP	Yes	Yes	Authorization required above 5 Mw	Average avoided cost Very favourable terms for regular supplies (kWh and kW)	No discrimination	Sale prices linked to purchase prices	1989 law
P	Legal framework Standard contract	Yes	Yes	Up to 10 Mw: authorization not required (no limit for CHP) Over 10 Mw: linked or unlinked licence	Average avoided cost Extra payment may be made by the State. Prices guaranteed by the State (first 8 yrs)	No discrimination Capacity payment limited to 20%	Sale prices linked to purchase prices	1990 standard contract 1991 laws
UK	Legal framework	Yes	Yes for renewable energies Market (open 'pool')	Same treatment as public utility producers	Prices fixed by the market (open 'pool'). Renewable energies: prices above market prices (NFFO)	No discrimination	Price fixing mechanism clearly defined	1989 law

In future, RWC auto-production of electricity should benefit from the completion of the internal electricity market and, in particular, from the provisions liberalizing production and the construction of new lines. Moreover, access to the network should bring auto-producers a wider range of domestic and industrial customers. The proposal for a Directive on the internal energy market also provides that the transmission network give priority of use to auto-production units not exceeding 25 MW. Electricity produced by such units should, moreover, be purchased at a reasonable price.

Once the new framework for the internal electricity market has been defined, the Commission will assess whether or not special measures should be proposed with the aim of further promoting RWC electricity production.

Such a proposal might contain:

- measures provided for in the Council Recommendation but which are not guaranteed, either directly or indirectly, by the proposal for a Directive on the completion of the internal electricity market;
- special conditions under which RWC auto-producers might supply third parties;
- the opportunity for RWC auto-producers who deliver their electricity to the same grid manager to form an association to ensure regular supplies to the grid and to receive better remuneration;
- the opportunity for RWC auto-producers operating in the same service area to form an association with a view to concluding a joint contract to purchase supplementary and standby energy on more favourable terms;
- the possibility of applying to RWC auto-producers the special treatment reserved in certain Member States for certain non-RWC suppliers, for reasons of security of supply. ■

**ENERGY AND THE URBAN ENVIRONMENT:
STRATEGY FOR A MAJOR URBAN CENTRE
NEWCASTLE-UPON-TYNE, UNITED KINGDOM**

BY Adrian Smith

Chief Assistant, Development Planning
Newcastle-upon-Tyne City Council

Dr Gordon Adam, Vice-Chairman of the Energy, Research and Technology Committee of the European Parliament, and MEP for Northumbria, kindly writes as follows to introduce this article:

'This study of Energy and Environment carried out in Newcastle with the support of DG XVII shows the importance in the UK of relating an action plan to a local authority. Newcastle City Council is now acting on the findings of the study, and is thus giving a strong lead to other urban areas.'

INTRODUCTION

The link between energy use and environmental damage is now widely recognised by governments and city authorities. Cities have a dynamic role to play in the development of regional and national economies. It is clear that they also have an essential role to play in helping to solve some of the environmental problems associated with the use of energy.

Newcastle is the regional capital of North East England, providing a wide range of services, and having an important industrial base. As such it uses substantial amounts of energy each year. In 1990 for example, about 6 000 GW/h of energy was used in Newcastle, which resulted in the release of over 2.3 million tonnes of carbon dioxide into the atmosphere.

An opportunity to undertake a study of energy and the environment arose in 1989 in the shape of an invitation from the European Commission (DG XVII) to submit proposals. A Steering Group was convened, chaired by

Dr Gordon Adam MEP, and work commenced in May 1990. The Study was completed in April 1992 within the framework of the Commission's action programme on energy and the urban environment.

The study commenced by examining how energy is used in the context of current policies. Having examined the 1990 energy and environment equation, two questions were considered. Firstly, if current policies are maintained, how will the energy/environment balance change over the next 10 to 20 years? Secondly, what policy initiatives, if taken in the early 1990's, could significantly reduce the impact of energy use on the environment? These questions have been explored by the development of two scenarios: 'Business as Usual' and 'New Policy Initiatives'. Finally, the Study drew together the main conclusions and put forward an Action Plan.

The Study was made possible by the supply of information from the energy utilities, and by the use of the TEMIS computer model developed by the OKO Institute, Darmstadt, Germany. This model provided the accounting framework for the Study and made it possible to develop and compare alternative scenarios.

THE 1990 POSITION

Newcastle is almost entirely dependent upon fossil fuel, mainly gas and oil, coal having slipped into third place. Energy from nuclear and renewable sources comprises only 6% of the total consumed.

The most significant environmental impact resulting from this use of energy is the release of 2.3 million tonnes of carbon dioxide. Significant tonnages of other pollutants are also released.

THE 'BUSINESS AS USUAL' SCENARIO FOR THE FUTURE

Already a number of initiatives are underway which will reduce the environmental impact of energy use, the most important are the introduction of catalytic converters onto new cars, increased use of gas for generating electricity, and continued efficiency improvements.

Some environmental gains are likely to be wiped out by growth in traffic, increased numbers of dwellings, commercial and industrial floorspace, and growth in the use of appliances.

The Study concludes that if Newcastle follows a 'Business as Usual' course, then by the year 2010 the City will be using about the same amount of energy as in 1990, although the mix will be different. Street-level pollution will be reduced by catalytic converters, but Newcastle's contribution to reducing greenhouse gases over the 20 year period will have been negligible.

THE 'NEW POLICY INITIATIVES' SCENARIO

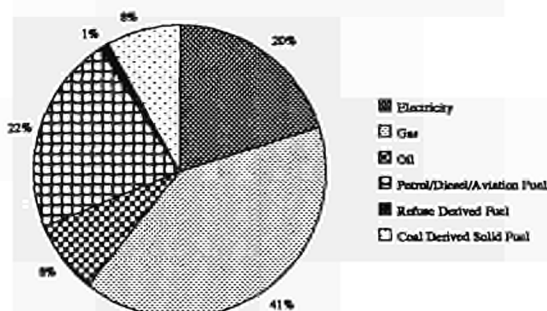
This scenario takes on board improved technology assumed to have come on stream under 'Business as Usual', but goes on to consider changes in policy which could help to reduce the environmental impact of energy use. The main changes put forward are:

- the introduction of medium-scale gas-fired CHP¹, the Forth Energy Project²;
- significant traffic restraint;
- substantial improvements in domestic, commercial and industrial energy efficiency;
- encouragement for local renewable energy projects.

These initiatives do not require new technology advances, but rather the application of policies driven by a serious commitment to reduce the environmental impact of energy use.

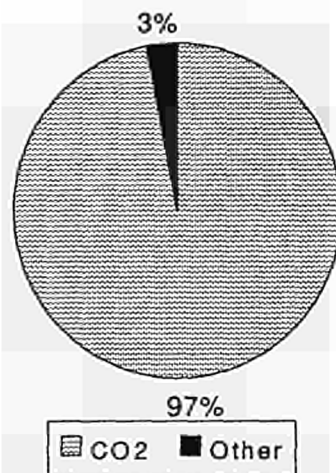
It is estimated that under this scenario carbon dioxide emissions could be reduced by 45%, carbon monoxide by 82%, sulphur dioxide by 89%, and oxides of nitrogen by 76% by the year 2010.

Breakdown of Energy Use in Newcastle

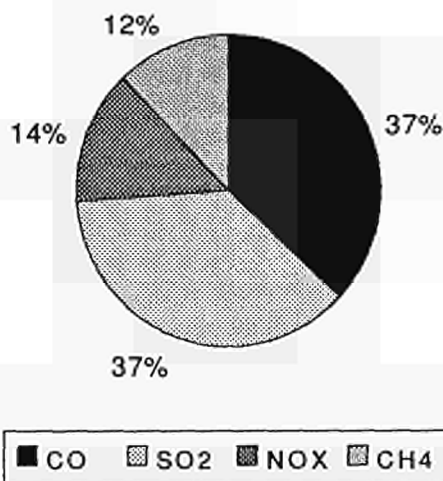


Types of Pollutants Released as a Result of Energy in Newcastle

Total Pollutants



Non-CO2 Pollutants



¹ Combined heat and power.

² Combined cycle gas fired CHP, 150 Mw electrical output, supplying heat to the City centre.

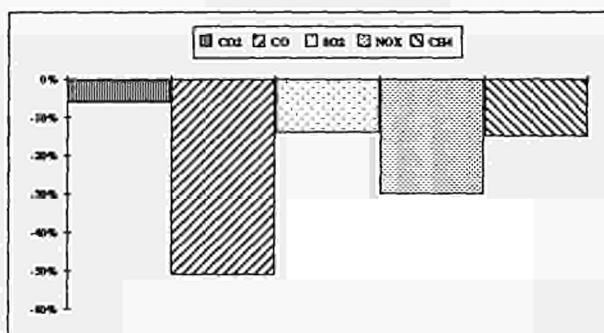
The proposals within the 'New Policy Initiatives' scenario have been assembled in an Action Plan which shows who is responsible for what, together with an indication of the timescale involved. The completion of the study and preparation of the plan has been possible thanks to the goodwill and co-operation of a wide range of bodies with an interest in this subject. There is no formal or statutory basis for energy/environment planning in the UK. One key conclusion is that many agencies have a vital part to play if the environmental impact of energy use is to be reduced, including central government, energy utilities, local authorities, companies and private individuals. To be effective each organization and individual must play a part within the overall strategy.

IMPLEMENTATION

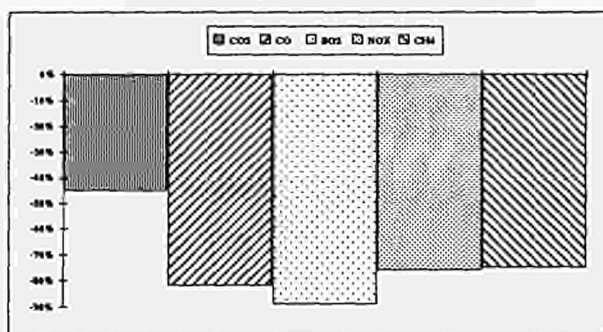
Since the report was completed the following action have been taken:

- planning permission has been granted for a 150 MWe gas fired CHP plant to serve the city centre;
- an 'Energy Action Area' has been designated and work commenced in offering grants to householders to improve their energy efficiency;
- a Thermie grant has been awarded to re-clad a University building with photovoltaic cells;
- the Study has influenced the preparation of the City Council's strategic land use and transportation plan;
- a detailed study of Transport, Energy and the Environment has commenced with DG XVII assistance;
- some 800 copies of the Study report have been distributed to organizations, city authorities and individuals in the UK and throughout Europe;
- the results of the Study have been widely reported in the technical press and have been the subject of seminar presentations;
- the Study won a national award for Planning Achievement, from the Royal Town Planning Institute.

Percentage Reduction in Pollution by 2010
Business as Usual Scenario



Percentage Reduction in Pollutants by 2010
'New Policy Initiatives' Scenario



CO₂ - Carbon dioxide; CO - Carbon monoxide; SO₂ - Sulphur dioxide; No_x - Nitrogen oxide; CH₄ - Methane

FURTHER INFORMATION

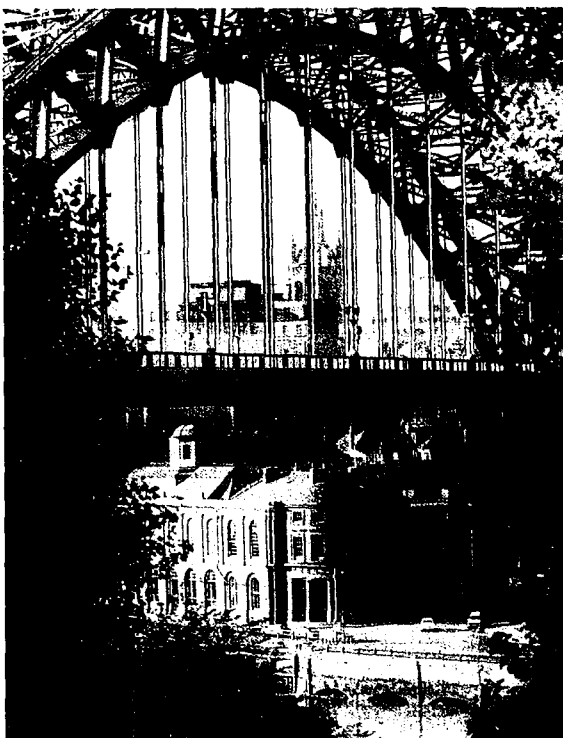
Enquiries concerning this report should be addressed to:

Director of Development
Newcastle City Council
Civic Centre
Newcastle-Upon-Tyne
UK-NE1 8PH

Tel: 44-91-232.8520 ext 6137, Adrian Smith
Fax: 44-91-232.9502

SUPPORTING ORGANIZATIONS

Commission of the European Communities, DG XVII	Newcastle upon Tyne City Council
Department of Energy	British Coal
British Gas Northern	Busways Travel Service Ltd
Keeping Newcastle Warm	Merz and McLellan
Newcastle Photovoltaics Applications Centre	Northern Electric
Northern Engineering Industries PLC	Northern Regional Health Authority
Northumbria Buses Ltd	Scottish & Newcastle Breweries
Trade Union Studies and Information Unit	Tyne and Wear Chamber of Commerce
Tyne and Wear Passenger Transport Executive	University of Newcastle upon Tyne



The Tyne Bridge

**TOWARDS A COHERENT INDUSTRIAL POLICY
FOR THE EUROPEAN COMMUNITY
IN THE FIELD OF NUCLEAR ENERGY**

BY Marc Defrennes, DG XVII

Nuclear Energy Unit

**THE FUTURE OF THE NUCLEAR
OPTION IN EUROPE**

It has to be acknowledged that nuclear power stations now generate a large proportion of Western Europe's electricity, and that nuclear power is therefore an essential link in the chain. This is not at all tantamount to taking sides in the debate on nuclear energy.

After a period of research and development, the technological and industrial base was put in place during the 1960s. With the main policy decisions taken, the nuclear industry built up to cruising speed in the 1970s as the growth in the number of nuclear plants was accompanied by a corresponding growth in industrial capacity. But the Three-Mile Island and Chernobyl accidents, as well as other factors, led to a slowing-down in the rate of growth to the point where it is now virtually stagnating in Western Europe. Will what remains of the nuclear industry be sufficient to maintain Europe's technical and industrial capability? The question is a relevant one because industrial capability presupposes the existence of a minimum level, which might be referred to as a critical mass, of activities which are themselves necessary for safety reasons.

Matters are further complicated by the fact that the generation who took part in the initial development of the nuclear industry will soon be at the end of their careers. There is therefore a real risk of losing in the near future not only the industrial capability but also much of the technical and industrial expertise of the people involved in it. Some might see this as a lesser evil or even a good thing, because they believe in abandoning the nuclear option altogether in the medium term. But is this a reasonable view?

A number of arguments, such as dependence on energy supplies from outside Western Europe and the lack of diversification to meet the constant increase in energy

needs, can be put forwards in support of the contrary view. There is also another, even simpler, question: can we be certain now that in 20 to 30 years time there will be non-nuclear energy resources available to take the place of the nuclear power stations which will by then be shut down? Such resources would, of course, have to be both available in sufficient quantities and exploitable under acceptable economic and environmentally sustainable conditions. Since it is impossible at this stage to answer in the affirmative, it follows that the nuclear option needs to be kept open by maintaining sufficient technological and industrial capability and expertise in Europe. This can only be done through a rational, coordinated and controlled policy of support. Shirking the necessary policy decisions now could have disastrous results in the future.

To understand this we need to recognise that the nuclear industry is essentially made up of four complementary elements: design, equipment manufacture, operation and maintenance. Without a determined policy of support, the 'trickle-down' effect will probably lead in the short to medium term to the abandonment of much of the design and equipment manufacturing capacity, given that no industry can be expected to continue with a particular activity only unless it is economically viable or has at least reasonable prospects of becoming so. The danger here is that, eventually, only the operation and maintenance activities will remain and they will have to look to markets outside Europe for their suppliers.

It is worth pointing out that, while the United States has its own problems to contend with (albeit different from Europe's), Japan, with its growing nuclear generating industry and export market, is not affected. However, if Europe were to bring about the demise of its nuclear industry, either by deliberate decision or by default, it is firms outside Europe who will reap the

benefit in the future, and Europe will become even less independent not only as regards this particular industry but very likely also in terms of overall energy supply. Such a situation of technological and industrial dependence could become an even more serious handicap if there were to be a return to nuclear power in say 15 or 20 years time.

A REASONABLE AND REALISTIC POLICY OF SUPPORT

In order to maintain sufficient capacity and expertise in Europe's industry, it is therefore necessary to provide a proper level of industrial training and industrial activity, since both are necessary and mutually complementary. While the question of training is relatively easy to tackle, maintaining industrial firms is more difficult. Since we are unlikely to see an increase in the number of nuclear power stations in the short or even medium term in Western Europe, we must look elsewhere for the necessary resources.

One possible option could be to give the newly-industrializing countries or the developing countries access to nuclear power stations. However, this raises, far-reaching issues such as the ability of these countries to cope with advanced technology, immediate access to an advanced technology which they have not been involved in developing, problems of political instability, non-proliferation, as well as more technical problems such as under-powered grids and lack of interconnection between national grids. The answers to these questions are both technical and political and will not be easy to find, even in the case of countries such as India and China whose scientific potential is widely recognized.

On the other hand, opening up access to the countries of Eastern Europe and the former Soviet Union may provide a solution to our problem, because these countries have a lot of ground to make up in the area of nuclear safety. Ideally we could find an outlet there for our technical and industrial expertise for the next 10 or 15 years. However, there should be no misunderstanding. The issue is not about Community firms putting profit above all else, but rather a question of giving industrial partners in Eastern Europe the chance to benefit from Western expertise through joint programmes of action, using the form most appropriate for the particular problem (looking for alternatives to the traditional methods like equity investment and granting licences); the main effect of such programmes will be a transfer of technology and culture. This will enable European industry to maintain its level of expertise while at the same time giving the countries of Eastern Europe the benefit of that expertise in the wider interests of nuclear safety and the future of Europe.

Given the tremendous economic problems with which the countries of Eastern Europe have to contend and the fact that our industrial firms are not charitable organizations, a system of political and financial assistance has to be put in place to promote cooperation between the nuclear industries in both Western and Eastern Europe. As described later in this article, and also touched upon in recent issues of *Energy in Europe*, this is already happening in both international (G24) and Community contexts. The European Energy Charter, if successfully adopted as a binding agreement, will also be a major factor (through the Nuclear Safety Protocol) to ensure the necessary legal and commercial security for this effort to get off the ground.

NATIONAL SUPPORT OR COMMUNITY SUPPORT?

As far as intra-Community activities in the nuclear industry are concerned, the Illustrative Nuclear Programme for the Community, against the general background of programme cutbacks, acknowledged the need for closer ties between national nuclear industries. The work on the development of the EPR (European Pressurized Reactor) forms part of the same synergistic approach.

A Community approach also seems eminently suited to Eastern Europe for several reasons:

- despite the scale of what remains to be done, the funds available for grants to set up collaborative ventures are relatively limited. The important thing, therefore, is to avoid duplication and to ensure consistency of action, and the best way of doing that is a Community approach;
- we should try to avoid the Eastern European countries inheriting the multiplicity of systems of norms and standards which have developed in the West. What we are working towards in the Community is the opening up of access to markets, and this concept also has to be transferred to the countries of Eastern Europe. It is unthinkable that any form of intra-European protectionism, which we are trying to eliminate at home, should be passed on to the countries of Eastern Europe;
- a coherent European approach constitutes a balanced and politically robust response to the United States and Japan who are also pursuing aggressive policies aimed at capturing potential markets in Eastern Europe;
- the likely future interconnection of electricity grids in Eastern Europe to those of Western Europe is another argument in favour of a Community approach;
- the European Community is currently the main source of financial assistance for the improvement of nuclear safety in Eastern Europe. Community-funded

projects must therefore be jointly managed, taking into account the best interests of the Community;

- lastly, it is vital to ensure that all those involved uphold the prime objective of providing assistance, which is to enable the Eastern European countries to develop a safety culture based on their own technological and industrial capability. We must be careful not to squeeze qualified Eastern European firms (including subcontractors) out of their traditional markets, thereby running the risk of turning the countries concerned into 'Third World' economies. That would be totally at odds with the strategic objectives, but unless assistance is properly directed it will certainly happen. A Community approach is a guarantee that this idea, based on a European approach, will be upheld, perhaps with the aim of eventually extending the European Community to include the countries of Eastern Europe.

WHICH POLICY?

Before deciding on the kind of support, we must first look at what is being done or needs to be done in Eastern Europe to improve nuclear safety, given that the primary objective is not to support Europe's nuclear industry but simply to use what needs to be done in Eastern Europe as a means of maintaining the Community's own industrial capacity and expertise at the same time.

The issue of nuclear safety in Eastern Europe must be tackled according to the same principles as in the Community:

- the operator is responsible for the operational safety of his plant. When design modifications are needed, the operator will call on specialized engineering undertakings who take responsibility for the safety of the design;
- the operator and, by extension, the engineers working on his behalf, must also be subject to independent scrutiny by the official safety authority of the country, possibly with technical assistance from independent institutes;
- any steps to improve nuclear safety in Eastern Europe must conform to this procedure.

This framework determines the various types of activities which need to be carried out:

- assistance to operators of nuclear facilities (reactors and other installations), ideally through twinning arrangements. Such schemes will chiefly cover operating and maintenance procedures, management, control of spare parts, etc.;
- assistance to engineering undertakings in order to ensure that modifications are designed according to best practice and using modern design aids;
- assistance to equipment manufacturers to ensure that their products are of the requisite quality;

- assistance to the safety authority by defining the legal framework of its activities and helping it to develop the means of carrying out effective and independent supervision.

For each of these activities there has to be a policy of support for Western European bodies which can come to the aid of their partners in Eastern Europe. This must be a coherent and integrated policy. As far as the industrial aspects are concerned, the policy must be based on a multiannual master plan for each type of facility and, naturally, defined in conjunction with the beneficiaries.

ANALYSIS OF THE CURRENT COMMUNITY AID SITUATION

Until now the Community has been the largest aid donor. The Commission is responsible for implementing the PHARE and TACIS programmes which earmark a total of ECU 300 million for the period 1990-1993 for nuclear safety. This programme sector was relatively slow to get under way, and has still not reached cruising speed. Justified complaints have been received both from the Member States and the beneficiary countries. There is nothing to be gained by dwelling on the shortcomings, but it is worth outlining certain avenues which might help to improve matters:

- industrial projects should be better integrated by concentrating on particular subject areas rather than individual countries, and by combining the approaches of the PHARE and TACIS programmes;
- there must be a coherent approach not only in Western but also in Eastern Europe;
- the Community cannot afford to finance a set of disparate projects submitted by the beneficiary countries. They must be encouraged to adopt a comprehensive and consistent approach to problems. The first stage is to involve them actively in drawing up the master plan, which also means taking account of their opinions. Whatever the case, success can only come from collaborating with them and not from forcing their hand;
- a coherent approach also requires consistent technical management through a centralized body made up of people from the industry. Decentralized management cannot in this case be effective. This technical management must be carried out under the responsibility of the relevant Commission departments, and under conditions of complete transparency.

These last points are in fact relevant to all Community action programmes in the nuclear sector, which go further than PHARE and TACIS, such as Euratom loans.

CONCLUSIONS

- The need to help the countries of Eastern Europe to improve their nuclear safety and technological potential is an opportunity for European industry to maintain its own industrial and technical potential, which it must do in order to keep the nuclear option open.
- The need for coherent and politically robust action which safeguards the interests of the beneficiaries in the East and their partners in Western Europe militates in favour of a Community approach.
- The Commission is therefore being given a chance to kill two birds with one stone: namely both to help its partners in the East and at the same time to secure a future for the Community's nuclear industry.
- The Commission has a responsibility not to let this opportunity slip, and to ensure that industrial projects are properly taken into account under the programmes of aid to the East.
If it shirks this responsibility, it runs the risk of losing its credibility, and the American and Japanese industries will be on hand - in Eastern Europe - to carry off the prizes. ■

THE PROSPECTS FOR MOTHBALLING AND RE-OPENING COLLIERIES

BY Jeff Piper, DG XVII
Industry and Markets, Solid Fuels Unit

SUMMARY OF A REPORT PREPARED FOR THE COMMISSION

BY Mr J.R. COWAN C.B.E., B.Sc., F.I.Min.E.

The aim of the study is to determine the economic and technical feasibility of maintaining coal mines out of production for a period of 15 to 20 years in such a way as to allow them subsequently to be reopened and worked economically in response to market demand. This concept is known as 'mothballing'.

The report initially concentrates on the United Kingdom, largely due to the author's own experience as a former deputy chairman of British Coal, and defines those criteria which must be considered when examining the potential for any particular colliery to be mothballed. The colliery should firstly have a proven record of economic production, secondly be in a sound condition and, finally, have sufficient reserves to sustain such production when reopened. In addition, in order to repay the costs of mothballing, the colliery should also have the potential mineral clearance capacity to accommodate future increases in productivity, as measured against developments over the past ten years.

The report also points out the importance of site-specific features that will also have to be carefully assessed before any decision is taken. These include geology, strata conditions, gas and water seepage, the liability of the coal to spontaneous combustion, both the distance from the pit bottom of the reserves and their actual depth, and the general history of maintenance. A brief regional examination of the situation in the United Kingdom indicates that the most suitable mothballing candidates are in the East Pennine coalfield, where 75% of currently operating collieries are located.

While the report indicates that there has been no experience in the United Kingdom of mothballing collieries, it highlights four closed collieries that are currently operated on a 'Care and Maintenance' basis. The cases of Carway Drift in South Wales, Thorne in

Yorkshire and Frances in Scotland are examined briefly, whilst that of the other Scottish colliery, Monktonhall, is examined in some detail to determine the actual costs of maintaining a fully automated underground monitoring structure controlled from the surface.

The report then discusses three options for mothballing a typical colliery, where production could be resumed within one to four years following a period of closure of 15 to 20 years. The broad conclusion is that the greater the amount spent on annual maintenance, and in total, the more promptly production can be recommenced. The total cost of preparing, maintaining for 15 to 20 years and then bringing back into production a UK colliery is estimated at around £200 million, with annual maintenance costs estimated to vary between £0.5 million and £10 million. The highest annual costs buy the shortest restart period. The cost of mothballing a 1 million tonne mine, and subsequently bringing it back into production, compares favourably with those of planning, exploring, getting approval for and constructing, a new colliery and bringing it into production. However, since most new collieries are designed to produce 4 million tonnes per year, the cost per annual tonne is broadly comparable over a period of 15 to 20 years to that of the mothballed mines.

The report stresses the importance of a detailed appraisal of the colliery before any decision is reached, including its geographical location and markets. In addition, careful pre-planning is required in preparing the colliery for mothballing, in particular as regards the amount and level of maintenance required, and in the recovery procedure and requirements.

Within the United Kingdom context, the report finishes by examining the additional risks which must be considered, in addition to the normal mining hazards,

in mothballing a colliery. These include the possibility of local opposition, including that from planning authorities who could see a mothballed colliery as a planning 'blight' that prevented the normal process of redevelopment of the site and the re-training of the workforce. Local environmental factors could affect the reopening of a mothballed mine, as well as the possible changes to the coal market both locally, and further afield over a period of 15 to 20 years which could be unfavourable.

The second part of the report concentrates on an 'evaluation framework' which could be applied to coal mines in general, and not only to those within the United Kingdom.

The first requirement highlighted is to establish the precise objectives to be pursued in mothballing a particular colliery and to attempt to estimate the duration. Should it be market conditions which are curtailing current production, then the anticipated duration of those conditions will obviously affect the mothballing strategy to be adopted. Should the issue be that of a strategic 'security of supply', then the more expensive mothballing option could in fact be the most appropriate as it would allow for a rapid response to an external threat to the supply of coal. However, cost could determine that the holding of stocks or obtaining the coal from another low-cost source in the Community could be a more practical alternative in this case.

The technical studies required would need to examine the access stability, the underground development status of the colliery, the quantity, quality and disposition of the reserves, economies of scale that could be achieved by mothballing parts of larger complexes, and the mine environment in terms of water inflow, gas, spontaneous combustion and the temperature gradient. To summarize, the technical conditions which would favour mothballing are stable conditions in the main access and infrastructure, substantial reserves either already accessed by main roadways or potentially accessible, the ability to resume production quickly and low costs in controlling the mine environment.

The report identifies financial appraisal as the next stage in the evaluation framework. Alternative proposals for each mine would be costed, and thereby the least attractive of the technically feasible options discarded before final consideration is given to the broader factors such as markets, human resources required, and the surface environmental issues.

The expertise identified for the process is principally: mining engineering, mining geology, colliery planning and, where appropriate, accountancy and computer graphics.

The report concludes by emphasising that the process of mothballing would not raise any new mining

problems as such, and proposes that a further report be prepared specifically on mothballing a high-cost colliery or complex of collieries.

To summarize, the report indicates that mothballing is both a viable concept for a number of carefully selected mines and could play a useful role within a Community coal 'security of supply' concept. ■

THE 'EDINBURGH LENDING FACILITY':

Advice to potential applicants

This is an overview of the scope of and conditions for access to the new temporary Community lending facility of ECU 5 billion within the European Investment Bank, the short name of which refers to the decision taken at the European Council in Edinburgh at the end of 1992. It sets out to explain to authorities concerned, project promoters and other interested parties how the new facility will work. This source of funding is of especial interest to the energy sector since it is aimed at promoting infrastructure investment whether at local, regional, or trans-european level.

PURPOSE OF THE NEW FACILITY

The Declaration on promoting economic recovery in Europe adopted by the European Council in Edinburgh (11-12 December 1992) invited Member States to 'implement in a concerted way economic measures, tailored to national requirements, which would boost confidence and promote economic recovery'. The European Council believed that the effectiveness of such national action would be strengthened by complementary and supportive action at Community level. To this end it also invited:

- the Council and the European Investment Bank (EIB), in full consultation with the Commission, to give urgent and sympathetic consideration to the establishment of a new, temporary lending facility of ECU 5 billion within the EIB;

- the Ecofin Council and the EIB to give urgent and sympathetic consideration to the establishment, as quickly as possible, of a European Investment Fund with ECU 2 billion of capital contributed by the EIB, other financial institutions and the Commission in order to extend guarantees for financing trans-European network projects and investments by SMEs.

DURATION

The Edinburgh lending facility is established for a period of two years: 1993-94. This means that projects funded through it will have to be approved by the EIB's decision-making bodies before 31 December 1994.

SCOPE

As already stated, the aim of the new facility is to speed up the financing of infrastructure projects, particularly those to do with trans-European networks. To that end, funds will be available to help finance investments in:

- trans-European network infrastructure** in the transport, telecommunications and energy fields. Where they exist, the network masterplans drawn up by the Commission and the Member States will constitute an initial reference tool. Evaluations may also be carried out, especially where masterplans do not exist, to gauge the contribution of the investments concerned to efficient intra-Community movement;
- infrastructure of regional or local interest in the same sectors** (transport, telecommunications, and energy transport and distribution) making for improved access to the abovementioned trans-European networks;
- infrastructure for protecting and managing the environment.**

GEOGRAPHICAL COVERAGE

The facility is intended primarily to finance investments made within the territory of the European Community.

In accordance with the text of the European Council Declaration, projects may also be supported in the countries of Central and Eastern Europe, to the extent that they are of mutual interest and underpin the inter-operability of networks with the Community. Investments in these countries will be part-funded by the EIB under existing or future authorizations, with the corresponding Community guarantees.

Should the smooth operation or development of trans-European networks call for investments to be made in EFTA countries, the EIB may also consider financing them.

EVALUATION

Support from this facility for economic recovery must be consistent with the development and strengthening of economic and social cohesion. In line with the text of the Declaration, the EIB will continue to apply its usual criteria for assessing the technical, economic and financial merits of the investments concerned.

The EIB also attaches great importance to protecting the environment. In addition to financing projects that contribute specifically towards that objective, the Bank examines the environmental impact of each proposed project and ensures that, as a minimum requirement, it meets those standards which are already in force under existing legislation.

FINANCING TERMS

The EIB finances large-scale projects by means of individual loans and smaller ones through global loans. Global loans are granted to banks or other financial institutions which on-lend the money to finance small or medium-sized investments selected in accordance with the EIB's criteria. Under the Edinburgh facility, global loans will be made to finance small infrastructure projects of local interest or small investments in the environmental field which fall into at least one of the categories listed above.

The EIB grants mainly long-term loans. Loans can be disbursed in a single currency, either that of a Member State or the ecu, or in a mix of currencies tailored to the EIB's holdings and borrowers' preferences. The borrower may opt for a fixed, revisable or variable rate of interest. In general, a grace period for reimbursement of the principal may be

granted. Loans are reimbursed in the currencies in which they were disbursed.

Interest rates are closely linked to those prevailing on the capital markets, on which the EIB has a triple-A credit rating. Rates vary only according to the currency and maturity of the loan; they are not affected by the status or nationality of the borrower or the nature or place of the investment. The EIB is forbidden by its Statute to grant interest-rate subsidies.

According to financing needs, the EIB can under this facility finance up to 75% of the cost of eligible investments, provided that the combined funding represented by the Bank's loan plus any outright Community grants to the project does not exceed 90% of the total cost thereof.

EIB loans are granted subject to the lodging of sufficient guarantees.

Without abandoning its lending criteria, the EIB is prepared to set up forms of financing that are best suited to the needs of projects or promoters; this applies in particular to loan maturities, grace periods or the contractual framework (investments forming part of a large-scale multi-annual programme, for example).

COOPERATION WITH MEMBER STATES AND THE COMMISSION

Implementation of the new facility requires appropriate action by Member States and the Commission, in cooperation with the EIB. To maximize the advantage of complementarity inherent in this structure, it is necessary in particular:

- to ensure that the national or regional authorities concerned are, each within their specific field of responsibility, committed to speeding up the financing of projects already under way or the launching of new projects;
- to draw up, in a coordinated manner, financing proposals that make it possible to offer terms tailored to the characteristics of projects by mobilizing, alongside the EIB loans, other financial resources, in particular Community budget appropriations for which the investments concerned are eligible.

CONTACT

Interested parties may in the first instance approach either the Commission Directorates-General concerned, which are in close contact with the Bank, or the EIB itself, either at its Headquarters in Luxembourg or at one of its other offices in the Member States.

HEADQUARTERS

European Investment Bank

100 Bd Konrad Adenauer
L-2950 Luxembourg
Tel. 4379-1
Telex 3530 bnkeu lu
Fax 43 77 04

OTHER OFFICES

Office for Operations in Italy

Via Sardegna 38
I-00187 Rome
Tel. 4719-1
Telex 611130 bankeu i
Fax 487 34 38

Athens Office

Amalias 12
GR-10557 Athens
Tel. 3220773/3220774/3220775
Telex 222126 bkeu gr
Fax 3220776

Lisbon Office

Avenida da Liberdade 144-156, 8°
P-1200 Lisbon
Tel. 342 89 89/342 88 48
Telex 15576 bnkeu p
Fax 347 04 87

London Office

68 Pall Mall
UK-London SW1Y 5ES
Tel. 071-839 3351
Telex 919159 bankeu g
Fax 071-930 9929

Madrid Office

Calle José Ortega y Gasset 29
E-28006 Madrid
Tel. 431 13 40
Telex 44670 bnkeu e
Fax 431 13 83

Representative Office in Brussels

Rue de la Loi 227
B-1040 Brussels
Tel. 230 98 90
Telex 21721 bankeu b
Fax 230 58 27

COMMUNITY ENERGY PROFILES: THE NETHERLANDS

R. A. Bailey, Energy Policy Directorate, DG XVII

Editor, Energy in Europe

This review of the Dutch energy situation and current policies is based on publications of the Dutch Ministry of Economic Affairs, and N.V. Nederlandse Gasunie, and was further facilitated by reference to the 1991 International Energy Agency Annual Report (its' Member countries') Energy Policies. All these sources are gratefully acknowledged. Some figures have been up-dated by those already published in the 1992 Annual Energy Review².

The importance of energy for the Netherlands is underlined by the fact that total energy costs in this Member State amount to almost 40 billion guilders, or almost 8% of gross national product (in 1990). But the Netherlands also possesses large reserves of natural gas. Since 1974, the cumulative State income from natural gas has exceeded 200 billion guilders.

After the former USSR, the USA and Canada, the Netherlands is the world's fourth biggest producer of natural gas. The Netherlands also plays an important role in supplying crude oil to Western Europe, in refining and the transport of oil originating from abroad. Although the windmills from times past may suggest otherwise, the role of wind energy is in fact a limited one.

Per capita oil consumption in the Netherlands in 1991 was in the neighbourhood of 193GJ/year (4.6 tonnes of oil equivalent)¹. The Netherlands makes a significant contribution to world energy production. For instance, Dutch gas production accounts for about 3.6% of total

world gas production, 43% of the EC's. This puts the Netherlands in fourth place among the world's gas producers, after the former USSR, the USA and Canada. Oil production in the Netherlands - which accounts for about 25% of the country's own consumption - represents a mere drop in the ocean in world-wide terms. Coal-mining in the Netherlands ceased over 15 years ago.

The Netherlands now produces almost as much energy (66.58 Mtoe in 1991) as it consumes (69.43 Mtoe in 1991). However, the volume of trade (imports and exports) is far higher, especially due to Dutch gas exports, transit and refining operations, and coal requirements. In 1991 the Netherlands' net imports of energy were 14.53 Mtoe, giving an import dependency of 18% (for oil only: 41%).

MAIN GUIDELINES FOR NATIONAL ENERGY POLICY

The underlying goal of Dutch policy on energy conservation, which was started with vigour following the oil crisis of 1973 is still to make the economy less dependent on imported oil and prevent sharp fluctuations in energy prices. The improvement in energy efficiency over the two decades averaged 2% per annum. As in other Member States however, the sharp fall in energy prices since 1985, has brought annual energy efficiency improvement rates of less than half of those achieved between 1973 and 1985.

Even so, the energy conservation effort in the Netherlands has achieved many successes. In spite of increased national prosperity, Dutch energy consumption in 1991 was at about the same level as a decade earlier (around 45 Mtoe). Energy intensity (energy consumption per unit of gross national product) fell by over 20% in the period of 1973-1991. Influenced by the strong development of environmental awareness, the government's energy conservation policy has been stepped up strongly since 1990. Energy

¹ The corresponding figure in the US is no less than 346 GJ (8.3 toe), for the EC as a whole 3.4 toe.

² Annual Energy Review 1992, supplement to Energy in Europe, pp. 86-91.

conservation makes a direct contribution towards reducing environmental problems. In addition, energy conservation enables consumers to bring down their energy bills, and price increases are curbed by controlling world energy demand rather better. Increasing environmental pressures, redoubling of the energy efficiency improvement rate back to over 2% per annum. To achieve this goal will be anything but simple, if only because many opportunities to conserve energy have already been taken up in the recent past.

The effort which is asked of the general public and of trade and industry is supported by governments instruments. These consist first of all in providing adequate public information and thus helping to increase awareness. Examples of these include teaching packages, training courses for installation engineers, etc. Product information for consumers, the provision of specific information by energy conservation consultants, energy teams and so on are also an important element. Secondly, the utility companies, provinces and municipalities can also count on government support. The utilities have initiated an environmental campaign designed to foster energy conservation among consumers.

Thirdly, the efficiency of energy-consuming equipment is being improved by means of both voluntary and regulatory arrangements. Strict agreements on energy conservation are being made with the various sectors of industry. Fourthly, a wide range of investments in energy conservation and sustainable energy will be supported by means of subsidies (for example, thermal insulation, cogeneration plants, wind energy and solar heaters). Fifthly and finally, strong encouragement is being given to innovation and technology development by means of subsidies for research, development and demonstration of new energy-conservation techniques and the transfer of relevant knowledge.

Together with the activities undertaken by the public utilities and other factors, this brings the level of investment in support of energy conservation to over 3 billion guilders annually. This is expected to lead to the envisaged annual energy efficiency improvement of over 2%.

ENERGY AND THE ENVIRONMENT

In 1991 CO₂ emissions in the Netherlands were around 161.5 million tonnes, that is about 0.7% of total world CO₂ emissions. In anticipation of the Community's own efforts in the context of the search for international agreements, the Netherlands has already decided that CO₂ emissions in this country should be stabilized by 1995 at the latest at the average level of 1989 and 1990, and reduced by 3 to 5% by the year 2000. This will have to be achieved above all by means of energy conservation and the use of renewable

energy, but also by a deliberate policy of limiting the expansion rate of road traffic and by stabilizing coal use.

The acid rain problem is not only attributable to farming, but also to traffic, households, power stations, refineries and other manufacturing plants. But acid rain is a typically international environmental problem, acidifying pollutants travelling long distances through the atmosphere. A substantial part of the acid rain falling in a geographically smaller Member State the Netherlands therefore originates from beyond its frontiers. On the other hand, of course, some of the acid rain originating in the highly, but comparatively speaking very 'cleanly' industrialized, Netherlands also travels elsewhere.

The damage caused by acid rain is caused not so much by emissions in a given area but by the amount of acidifying substances actually deposited. Average total potential acid deposition in the Netherlands fell by about 30% per hectare per annum during the eighties. A major cause of this downward trend is overall reduced SO₂ emissions throughout Western Europe. Relative to 1980, for example, SO₂ emissions from power stations fell by about 80%, and those of refineries by about 45%, again between 1980 and 1990. Agreements concluded with these industrial sectors will result in further falls not only in SO₂ but in NO_x emissions as well. The emissions of SO₂ (sulphur dioxide) and NO_x (nitrogen oxides) can be reduced by taking appropriate counter measures (including flue gas desulphurization). Although total acid deposition has also fallen, the improvement has not been as great, because acidification caused by road traffic and by manure production in agriculture are far more difficult to control and are even tending to increase. Furthermore, as elsewhere in the Community, the environmental impact of solid wastes (including fly-ash from coal-fired power stations and radioactive waste from nuclear power stations) are the subject of attention and research, as well as being subject to limits imposed by Community environmental directives.

No single source of energy, even wind or solar power, is totally free of environmental impact. The energy industry can nevertheless do a lot in order to address a large number of environmental problems, and the sector is allotted priority targets and responsibilities within the Dutch Government's intensified policy on the environment - the National Environmental Policy Plan (NMP).

PROFILE BY SECTOR

NATURAL GAS

Energy consumption in the Netherlands is dominated by natural gas, which accounted for 52% of the 1991 total. Consumption of oil and oil products comes a good second, with 30%. For the remainder, only 1.4% of energy consumption is met by coal products, and 3% by nuclear energy and renewable energy resources. The above-mentioned figure of 52% should be viewed against the average gas consumption figure of 25% in the EC as a whole, 20% in the OECD.

Dutch gas consumption (23.6 Mtoe in 1991) is shared between the country's manufacturing industry and households with about a third for each sector, glasshouse growers (about 9%) and the electricity generating industry for the remainder. About half of total gas sales is supplied by Gasunie to some 400 major users direct. The other half is supplied by Gasunie to consumers via the distribution companies.

The important role played by natural gas in the Dutch energy economy is of course the reflection of the country's large indigenous gas reserves. Total indigenous gas reserves as at 1 January 1993 amounted to over 2 000 billion m³. Following the discovery of the Groningen gas field near Slochteren in 1959 (one of the biggest gas fields yet discovered in the world, with original reserves of around 2 680 billion m³), a finely meshed, well-developed gas distribution network was constructed. Gas is also produced from other fields, both on-shore and in the Dutch sector of the North Sea. In general, production is in fact from a large number of relatively small fields. Collectively, these nevertheless play an important role because they will help the Groningen field (with its unique characteristics such as ease of control and flexibility) to remain in production for as long as possible. In its turn the Groningen field makes it possible for the other Dutch gas fields (which are small by international standards) to be exploited along as commercially viable lines as possible. The Groningen field acts as a buffer, absorbing the fluctuations in production from these small fields and those in gas demand. For the purpose of maintaining the production capacity of the Groningen field at the desired level, a comprehensive investment programme is being carried through. At any given moment, i.e. even on the coldest winter day, the Groningen field must be capable of following demand. Following a sharp increase in the 1960s and the early 1970s, gas production in the Netherlands peaked at just over 100 billion m³ in 1976. In 1990, gas production amounted to 72 billion m³ (about 61.74 Mtoe). A substantial proportion of this (40-45 billion m³) went for domestic consumption and home demand is expected to stay at this level for some years. The

remainder was exported. Customers for Dutch natural gas are Germany, France, Belgium, Italy and Switzerland, and again export volume is projected to stay at around 40 billion m³ into the first decade of the new century. Imports of natural gas in 1993 are likely to be about 175 billion m³.

Gas revenues accruing to the State run into billions of guilders. In 1985, they reached an all-time high of 24.5 billion guilders. Partly owing to the large fall in the dollar exchange rate and the oil price in dollars (to which the gas price is linked), gas revenues fell to around 7.8 billion guilders in 1990.

OIL

In contrast to many other countries, little oil is used in the Netherlands for space heating, residential or otherwise.

Crude oil is the feedstock for a vast range of products of the refining petrochemical industry and industries. A large number of refinery complexes are located in the Netherlands (concentrated in the Botlek district), equipped with technologically advanced processes (Flexicoker, Hycon). The presence of those refineries, together with the available infrastructure around the port of Rotterdam, the storage and transshipment firms located there, and the trading and transport firms, have resulted in the port of Rotterdam gaining the function of distribution centre for oil products for the whole of North-Western Europe. This gives the Netherlands a strong position in Western European oil supply.

As a result of these functions, Dutch oil imports are very substantial, in fact several times national consumption. In 1991 net imports were 51.93 Mtoe against national consumption of 13.14 Mtoe only, (mainly from OPEC countries and the United Kingdom). This of course reflects large exports of both crude oil and products.

The Netherlands itself is also an oil producer. Around 20% of the country's own oil requirements are met from a small number of fields in the North Sea and onshore (at Schoonebeek and in the neighbourhood of Rotterdam and The Hague). Oil production in the Netherlands was just under 4 million tonnes in 1991. Total oil reserves as at 1 January 1991 amounted to around 69 million tonnes.

COAL

The use of coal in the Netherlands is largely confined to large-scale applications, such as power plants and metal production (in particular Hoogovens, the Dutch steel manufacturer). As a consequence of diversification policy, the share of coal in electricity generation has risen dramatically, due among other things to the conversion of oil- and gas-fired power plants to coal firing.

Since the mid-1970s, when the last coal mines in the province of Limburg were finally closed down, there has no longer been any indigenous coal production. Such production would be far from economic at present-day coal price levels. As in other non-producer Member States coal is imported from the world market, especially from the United States and Australia.

RENEWABLE ENERGY

The Netherlands is a flat and open country - at least where it is not totally built up as in the densely populated west. Despite the typical not particularly sunny climate of maritime N.W. Europe, there is plenty of scope for renewable energy sources (such as wind energy, hydropower, solar energy and biomass) and in concordance with national and Community environmental policy these have already been developed quite actively. By strongly encouraging research and development programmes, the Ministry of Economic Affairs - in cooperation with Dutch industry - aims at optimizing use of the renewable energy resource potential. Even without counting the results to be pursued under the ALTENER programme, but with full use of existing Community and national provisions, renewable energy in the Netherlands is likely to account for 5% of total national energy use around the year 2010.

A rough estimate of currently installed solar panel heating capacity in the Netherlands gives a total panel surface area of around 80 000 m² (e.g. for heating swimming pools and houses). In addition, a small but increasing number of homes in the Netherlands is equipped with solar water heaters for supplying hot tap-water. Photovoltaic systems are also being employed on an increasing scale, for smaller, isolated applications such as marine beacons, emergency motorway telephones, and street lighting.

Wind energy has always been a well-known source of power in the Netherlands. In recent years, increasing interest has arisen in the use of wind turbines to produce electricity, and these modern versions of the windmill, either solitary or grouped in wind farms, have become a familiar sight in many locations throughout the country. At the end of 1991, the total capacity (installed or under construction) was almost 100 MW. The energy utilities have decided to install 250 MW of capacity by 1995 and for the year 2000, the target is 1000 MW.

Large-scale application of hydropower is not feasible in the Netherlands, due to the lack of much high ground, and it is practicable on a modest scale only, in certain rivers; nevertheless, increasing use is being made of this potential wherever it occurs.

Re-use of wastes, such as domestic refuse, manure and the residues remaining after purification of sewage and effluent, is also under continuing development.

Advanced waste processing is obviously a priority in dealing with the waste disposal problem of densely populated regions and the related environmental impact.

Geothermal energy is also being developed in the Netherlands for space heating purposes (buildings, glasshouses), although as elsewhere not yet in widespread use because the investments required are not (yet) economic.

ELECTRICITY

Compared with other OECD countries, the share of electricity in final energy consumption in the Netherlands is fairly low (12% against just over 17% for the OECD, x% for the Community of Twelve). This is partly the result of the dense natural gas distribution network. Consequently, the share of gas in, for example, household energy consumption is relatively large by comparison with other countries, where electricity may be more often used for cooking and heating. Also, about half the Netherlands' electricity supply is generated from natural gas. In the 1970s, oil price increases (and hence in those of gas) resulted in a substantial rise in the electricity price. As elsewhere, for a number of major sectors of Dutch industry, this led to a deterioration of their international competitive position. Since the early 1970s, there has been a drastic alteration in fuel inputs to the Dutch electricity generating industry: The share of natural gas fell from 83% in 1974 to 57% in 1991.

Over the same two decades, the share of oil dropped to 5%. Against this, we see an increase in the use of coal from 4% to 34%. Since 1974, the share of nuclear energy has come down to 3% in 1991 due to the general policy of not increasing capacity. Decentralized cogeneration (combined generation of heat and power) plays an important role in the Netherlands. Around 15% of all electricity is generated by end-users themselves in auto-production. This is done in cogeneration plants producing steam (usually with gas) which is then used to generate electricity (CHP). The heat which is also generated during this process is used, for instance, for district heating or in industrial processes. Helped by government incentives, the total cogeneration capacity installed has risen from around 1 700 MW in 1987 (excluding large-scale heat supply as in district heating) to 2 700 MW at 1 January 1993 and is expected to reach 3 000 MW by 1995. The Dutch authorities are continuing to implement an active CHP promotion policy.

Compared with other Member States such as Belgium and France, nuclear energy thus plays a modest role in the Netherlands. The share of nuclear energy in Community electricity supply was 27% in 1991. There are two nuclear power plants in the Netherlands: a

small one in Dodewaard (55 MW) and a medium-sized one in Borssele (450 MW).

ENERGY SAVING

A memorandum on energy saving published by the Ministry of Economic Affairs in 1990 sets energy-saving targets for the current decade. The target for the domestic sector is a 25% saving, which will be extremely difficult to achieve. Reductions in gas consumption must be sought primarily in energy-saving techniques applied to new homes, increased penetration by energy-efficient central-heating boilers and insulation of the existing housing stock. The effect of these efforts will be to reduce the average consumption per household from 2 170 m³ in 1992 to around 1 840 m³ in 2017, a saving of 15%. Gas will lose market share for cooking, but will gain for water heating. Smaller appliances will be replaced by higher-capacity appliances. Correcting for temperature, gas consumption in 1992 totalled almost 12.5 billion m³. On current projects, this figure will increase to around 13 billion m³ by the end of the twenty-five year gas sector (2017) planning period. ■

COMMUNITY NEWS

ENERGY IN EUROPE SINGLED OUT FOR INFORMATION QUALITY AMONG EUROPEAN PUBLICATIONS

It is very pleasant to be able to mention that, among its 1992 awards to European Information Sources, the European Information Association included *Energy in Europe* among those 'highly commended' as presenting "clear, practical information, well-researched and sourced and offering value for money". The winning titles were the well-known *Europe in Figures* from Eurostat¹, in the non-official category the *Manual of Environmental Policy: the EC and Britain* (N. Haigh in association with the Institute for European Environmental Policy, London)², and the CD-ROM version of the JUSTIS database on the Single Market³.

The UK-based Association is a forum for individuals or organizations interested or involved with European information which was set up in 1991⁴. Its awards and commendations are the result only of nominations submitted by its (currently 400) members, to whom our appreciation also goes.

DIRECTORS OF CHINA-EC ENERGY MANAGEMENT CENTRES VISIT DG XVII, DECEMBER 1992

The visit to Brussels was the final leg of a study tour of Europe which was supported by the International Energy Cooperation Programme. The delegation visited France, the United Kingdom, Denmark, the Netherlands and Belgium with the aim of providing the Chinese with information on national energy policies and energy management programmes. They also visited industrial plants to see demonstrations of state of the art energy efficient technology at first hand.

At a meeting in DG XVII's offices, the past 10 years of cooperation with China was reviewed. The most visible result has been the training of over 3 000 energy managers who are now playing important roles in energy planning in China. There was also an exchange of views on future cooperation. In general, future activities will endeavour to link theory with practice by assisting in the dissemination of energy technology, addressing environmental problems and broadly accommodating the socio/economic changes taking place in China.

CONTRACTOR'S CONFERENCE: ENERGY PROGRAMMING AT REGIONAL LEVEL BRUSSELS, 21-22 JANUARY 1993

DG XVII/TF-2 held a second 'Contractor's meeting' in Brussels on 21-22 January 1993 as part of its regional and urban energy programming activities. The overriding aim of these activities is to promote energy management - especially via the intelligent use of local resources and improving energy efficiency. They also seek to provide optimum energy supply conditions for

¹ 'Europe in Figures', 3rd edition, EC 1992, ISBN: 92-826-3371-3 EC No. CA-70-91-895-EN-C.

² Haigh, Nigel, 'Manual of Environmental Policy: the EC and Britain', Longman (in association with the Institute for European Environmental Policy, London), 1992 ISBN: 0-582-08715-5.

³ From Context Limited, fax: +44.71.267.2745.

⁴ Further details from Rohan Bolton, tel: +44.895.233779 or Ian Thomson, tel: +44.222.874262.

regions and conurbations, thus contributing to their economic and social development. In the main this aim is pursued by generating and taking part in the co-financing of studies in which socio-economic and technical data are assessed and used in relation to energy in order to define the options and forms of action open to an energy policy that is an integral part of overall regional and urban development.

This conference, which targets energy planning at regional level, brought together 70 regional representatives, representatives of DGs XVII, VI and XII, and three assessors responsible for dealing with energy programming. The main aims of the conference were:

- to give the regional representatives an opportunity to give progress reports on their work and to describe the results, to exchange information and experience and to make contact with each other;
- to supply information on the regional-level studies funded in 1990 and 1991;
- to provide food for thought concerning regional-level energy programming.

The conference examined 36 studies of the main problems arising at regional level, including the following:

- energy/environment interaction, above all with regard to the increasingly thorny issues of waste (and its possible useful conversion into energy) and traffic in towns;
- decentralized energy production and the use of local resources;
- supplies to peripheral and island regions;
- action on efficiency from a demand stand-point.

A first general conclusion is that the interest shown in this activity by the regions should be noted. This is above all due to the dynamism fostered by their Community nature within the regional bodies and the welcome occasion to forge cooperative links and mutual exchanges.

The multi-criteria aims of most of the studies have been highlighted on many occasions: while centring on energy management and energy supply at regional level, these targets require regional development leading, for example, to positive effects on jobs and the quality of the environment. Their appeal thus goes beyond energy in the strictest sense and lies at the level of regional development in socio/economic terms;

Another aspect, stressed on several occasions, was the institutional problems and financial channels which often impede the activities put forward in the energy programmes. The regional energy agencies (already set up in certain regions and responsible for prompting and promoting these activities in administrative, technical and financial terms) may play an essential part here. The approaches offering the firmest prospects of

success for those agencies are the ones enabling both public and private operators to be involved together.

In several cases the feasibility studies undertaken are likely to lead to dissemination projects under the Thermie programme - particularly as regards renewable energies and the extraction of energy from urban, industrial or agricultural wastes. This is an important aspect which illustrates not only the close link between Regional Energy Programming and Thermie, but also the guidance function which those studies may perform for any projects drawing on the Structural Funds. These links are proof of the contribution of those energy programming studies to the aim of boosting economic and social cohesion.

Finally, the cross-frontier cooperative projects have aroused a great deal of interest (for example Aquitaine/Euzkadi, Poitou/Coimbra), as have the multi-regional cooperative projects (for example Shetland/Orkney/Madeira and Lombardia/Catalunya). This type of study should receive further support because of (a) the technical and economic advantages which the regions concerned may gain and (b) the appeal that they hold with regard to Community integration in broader terms.

A third 'Contractor's meeting' on energy programming studies in urban environments is planned for next May.

ENERGY AND ISLAND DEVELOPMENT IN THE EUROPEAN COMMUNITY SYMPOSIUM HELD ON LANZAROTE, CANARIES

This symposium was held jointly by the Commission of the European Communities (DG XVII/TF-2) and the Canary Islands Government (Commission for Industry, Services and Energy) on 25-26 February 1993. It was attended by many elected regional and European officials, officers of institutions and technical experts from many Member States and beyond Europe. This provided an opportunity to present differing points of view on a subject considered by all to be of crucial importance: energy is an essential component of island development, since without it there would be no tourism, transport, agriculture or even water on islands such as Lanzarote.

This being so, the very rapid rise in demand, and the nature of the supply mix (90% accounted for by oil) pointed up the great fragility of the islands' energy systems. Over the two days many participants spoke in favour of diversifying energy sources (an example being that of the gas plan for the Canaries), of promoting local and renewable energy sources and energy saving. Energy costs in the islands are higher than elsewhere. Energy had to be **managed** more than elsewhere.

However, reservations were expressed as regards the means of applying this initial conclusion, and in particular the impact it could have on island energy prices, which were currently subsidized in general terms, and partly or totally exempt from certain taxes. The island users called for "satisfactory alternatives ... before any pricing or fiscal policy was implemented which was intended to deter the use of non-renewable energies". The target here was clearly the Directive aimed at introducing a CO2 tax.



The Community's programmes could help to achieve these 'satisfactory alternatives', and in particular those aimed at promoting high-performance energy technology, such as Valoren and Thermie. Moreover, the Commission's work on energy was acknowledged and welcomed, albeit with criticism of its relatively low profile as far as the islands are concerned, which needed 'positive discrimination' in their favour. Declarations on economic and social cohesion should be given tangible form by much more urgent application than in the past in the island regions of programmes such as Valoren and Thermie. There was even a call for a specific OPET for the islands. In conclusion their Commission expressed the islands' will, through the Conference on Peripheral Maritime Regions (CRPM) to continue the work that had been underway for two years following the first 'Conference on Energy and Islands', held in Crete, while combining and structuring their efforts yet further. A draft charter on energy and the environment in islands of Europe was officially introduced to those present. It forms the basis for the future inter-island transfer network known as 'ISLENET' (Islands' Energy and Environment Network).

The conference ended with two technical trips providing a clear illustration of island advantages and drawbacks: a wind farm set up under the Valoren programme, and the sea-water desalination plant supplying the Lanzarote distribution network.

COPED PRESENTATION IN BRUSSELS, 24-25 MARCH 1993

Under the sponsorship of DG XVII's International Energy Cooperation Programme, members of the Cooperative Programme on Energy and Development (COPED) visited Brussels to report on their work and to seek out areas of mutual interest with the European Commission. Over two days, the group presented their work to Commission services and were addressed by DG XVII Director-General Maniatopoulos who welcomed their success in the areas of energy research, training and technical assistance in less developed countries.

The COPED network now consists of seven research and training centres in the developing world (China, India, Brazil, Argentina, Mexico, Thailand, Senegal) and two centres in Europe (UK and France).

Other DG XVII units took part in these discussions and areas of potential collaboration were explored, particularly as regards the ongoing work of the Commission in the pursuit of clean and efficient energy for development.

Meetings also took place with DG I (External Relations), DG VIII (Development) and DG XII (Science and Technology). Specifically the work in DG XII on energy strategies and modelling will combine with the work of other DGs in relation to energy and developing countries and COPED will endeavour to link into this activity.

INAUGURATION OF THE NEW ENERGY STUDIES CENTRE AT ATHENS UNIVERSITY APRIL 1993

Mr C.S. Maniatopoulos was the guest speaker at the inauguration on 12 April 1993 of the new Energy Studies Centre at Athens University, in the framework of the SAVE programme giving a presentation including Thermie and Altener as well as SAVE.

**MOSCOW INTERNATIONAL OIL AND GAS
BUSINESS CONFERENCE
MOSCOW, 21-22 APRIL 1993**

**PARTNERSHIP AND COOPERATION BETWEEN
THE EC AND THE NEW INDEPENDENT STATES
IN THE ENERGY SECTOR**

**Address by Patrick Lambert, Head of Cooperation Sector
Directorate General for Energy**

There has of course long been partnership and cooperation between the EC and the former Soviet Union in terms of **energy trade**, particularly in the oil and natural gas sectors. Last year the EC imported some 54 Mt of crude oil⁵, 14.5 Mt of oil products and 39 Mt of natural gas from the countries of the ex-USSR, principally Russia. The figure for natural gas represents as much as 44% of the Community's total gas imports from third countries. As the EC becomes more and more dependent on energy imports, so it will be looking increasingly to energy supplies from neighbouring countries.

What has changed in recent years is of course the political situation and the reassessment of East-West relations. We are now looking at genuine partnership and cooperation between the EC and the New Independent States in a whole range of fields, but none is more important than the energy sector. In each of the **Partnership and Cooperation Agreements** currently under negotiation between the EC and the NIS there is a chapter on energy and indeed another on cooperation in the nuclear field. It is expected that these Partnership and Cooperation Agreements will be the framework for our future cooperation, setting the guidelines for individual projects and programmes.

The Community is playing a major role in assisting the NIS to move towards market economies by way of the **EC TACIS programme**. This large technical assistance programme aims at transferring the know-how and experience which exists in the EC and its Member States to the economies in transition of the NIS. Energy including nuclear safety is identified as a priority sector and within the energy programme, there are many oil and gas projects in Russia and the other NIS. For the Tyumen region alone, there are packages of technical assistance worth around MECU 10, with the prospect of continued assistance in the future. There is a range of oil and gas projects across the NIS, both upstream and downstream, some technical in nature and others economic or to do with restructuring. Increasing importance is given to training and education of people in the various projects.

The TACIS energy sector programme has as one of its aims the efficient development of NIS oil and gas resources which will be particularly important to generate hard currency export earnings. An equally important way of tackling this problem is to encourage Russia and the other NIS to save energy⁶. It is considered feasible to save 30% of the energy used today in the former Soviet Union - a saving which would allow the equivalent of an extra \$25 billion of oil exports!

The **EC Thermie programme** has established a network of Energy Centres in Eastern Europe and the FSU, in Moscow, St. Petersburg, Minsk and Kiev to encourage energy saving measures which are quickly and easily introduced at no cost or low cost. The first reaction should not be to look only at energy supply side solutions. Any recovery programme requires close examination of demand side remedies as well - especially given the severe environmental problems in the NIS.

In the multilateral context, the **European Energy Charter** will provide the framework for increased energy trade, cooperation and investment among the countries of Europe and indeed beyond. The EC, like the NIS and other partners, is committed to the early completion and signature of the Charter Treaty which will provide the legal basis for the energy industries' operations and investment in all signatory countries.

One of the key aims of the Charter is to provide the framework and peace of mind, as it were, for foreign investors in Russia and the other NIS. In this context, one of the vital concepts of the Treaty is that investors from any of the Charter countries should have the right to be treated no less favourably than local companies (National Treatment). In general the proposed rules on investment will provide investors with the same type of safeguards which already exist in the West.

There are other critical issues in the draft Charter Treaty which for the time being remain to be agreed, for example on energy trade. Moreover, the Charter Conference agrees that transitional measures must be put in place to allow Eastern countries time to change their laws and practices before they can complete the transition to an open market regime. In the final analysis, these issues must be resolved as the Charter is essential to pave the way for the investment required to develop the region's energy resources and bring them to market.

Although the terms of the new Charter Treaty are directed to the needs of industrial investors and the energy sector, its significance will be very much wider. By promoting investments and industrial cooperation

⁵ Crude oil + NGL + refinery feedstocks.

⁶ Overall energy intensity in energy consumed per unit of GDP is some four times higher in the FSU than the EC.

in the energy field, the security of energy supplies in Eastern Europe, Europe as a whole and the world market will be greatly enhanced. Equally, investments in energy efficiency and the transfer of efficient technologies should have major benefits for the European and global environment. The major business opportunities created for both Eastern and Western companies by this new cooperation will help to create economic wealth and new jobs. Above all, a new cycle of cooperation and economic activity based on the vast energy potential which exists in the East, will drive economic recovery in those regions and create a new sense of political partnership throughout Europe.

I hope that it is apparent from this brief intervention that the EC is committed to restoring the health of the energy sector in the NIS within a wider framework of partnership and co-operation. The EC is making its presence felt both bilaterally and in the multilateral context of the European Energy Charter. A successful outcome will be of long-term benefit to the NIS and to peace and stability on the European continent and the world at large.

**MEETING OF THE JOINT COUNCIL OF
ENERGY AND ENVIRONMENT MINISTERS
LUXEMBOURG, 23 APRIL 1993**

Energy and Environment Ministers had a detailed and far-reaching discussion on the Community strategy on climate change. From an energy point of view this meeting was quite successful as Ministers pledged their commitment to rapid adoption of the Commission proposals for the SAVE directive and Altener programme.

However, as regards the general principle to introduce a tax mechanism for CO₂ limitation in the Community it proved impossible to arrive at an unanimous position. Eleven delegations would have been in a position to agree on a positive decision concerning the use of taxation. However the four cohesion countries⁷ can at this stage accept on the sole condition that the tax definition as well as the overall strategy reflect the principle of equivalent burden sharing. These countries also insist that the tax should only apply above a certain level of CO₂ emissions related to the EC average in order to avoid any possible pressure on their progress in industrialization.

Nevertheless, all Ministers agreed on the now urgent need for an initiative in the OECD framework in order to promote the use of fiscal instruments and to continue the constructive dialogue with the Community's other trading partners, energy producers and developing

countries. Furthermore Ministers welcomed the US administration's proposals for new energy taxes. Such an energy/BTU-based tax would help to close the gap between the US and European energy price levels.

The ECOFIN Council will readdress the energy/CO₂ tax issue on 7 June and it remains in particular to be seen whether the UK can then join its other EC partners in the principle of the use of taxation for CO₂ reduction.

**DIRECTOR GENERAL ADDRESSES
INTERNATIONAL ENERGY FORUM IN US**

On 26 April 1993 Director-General Maniatopoulos addressed the International Research Centre for Energy and Economic Development at a meeting in Boulder, Colorado on the theme 'Energy Challenges for the European Community', analyzing the current international energy situation in terms both of supply security and prospects and the global environmental challenge. He pointed up the Community's effort to contribute to the international search for more effective dialogue and supply/demand management faced with the uncertainties of the post-cold war era, and its lead in the energy/environment field, as well as to discharge its own special energy responsibility in the countries of Central and Eastern Europe and the former Soviet Union.

**CONFERENCE ON THE REGIONS
AND ENERGY
MILAN 5-6 JULY 1993**

Energy policy integrates regional and local components. These components are becoming more and more important.

Local and regional programmes and measures contribute to the attainment of EC goals for energy policy, such as diversification, supply security and the creation of the single energy market. They also contribute to the achievement of the objectives of other policies, such as environmental policy, social and economic cohesion, and agricultural policy.

By strengthening the role of the regions, the Single Act and the European Union Treaty increase the importance of the regional and local aspects of energy policies.

A number of current projects in the energy field in many EC regions are based on the results of energy planning studies. The way that regional energy planning is conceived, as well as its role, organization and implementation, have changed greatly. Now that

⁷ Greece, Ireland, Portugal, Spain.

the European integration process is under way, it is necessary to think about experience to date and to look for the right direction to give to regional energy planning, in the context of a European-level exchange of views.

This conference will provide just such an opportunity for those involved in the preparation of regional energy policies to discuss the main issues of energy planning. The major topics to be discussed are the following:

- the role of energy planning in the context of EC and national energy policies as well as of regional development policies;
- the institutional aspects of energy planning, and in particular the role of the various actors: Community, Member States, regions and local communities;
- the identification of intervention priorities (inter-regional cooperation, rural and isolated areas, energy/city/environment aspects, etc).

The Conference will focus on the discussion of these topics, which will be presented by a specialist, both by a panel of experts, and in a plenary session.

This Conference is mainly intended for. The representatives of local, regional and national authorities and administrations for energy and regional development, energy companies, on both supply and demand sides, the various regional committees, and regional financial institutions.

THE HUNGARY-EC ENERGY CENTRE

We briefly reported the opening in December 1992 of the Hungary-EC Energy Centre in Budapest, just as our last issue went to press. Since the centre is now fully operational we take the opportunity in this issue to give a fuller description of its remit and working methods.



Opening of the Hungary-EC Energy Centre
P. Nagy (DG XVII), the Hungarian Secretary of State
Mr Pohankovics, and P. Carvounis (DG XVII)

Energy consumption has a crucial impact both on the economy and on the environment in Hungary. The past decades of central planning have left Hungary with a pattern of energy use which is much less efficient than in Western European countries. Improving the energy efficiency of the Hungarian economy is a vital part of the move towards a modern market economy. Hungary and the European Community are thus working together to improve energy efficiency, both for the benefit of the economy and for the environment. The Hungary-EC Energy Centre has been set up to contribute to this process.

WHAT IS THE HUNGARY-EC ENERGY CENTRE?

The aim of the Hungary-EC Energy Centre is to encourage energy conservation and energy management in Hungary, and to strengthen cooperation between Hungary and the EC in the energy field.

The Energy Centre is a cooperative effort between Hungary and the Commission of the European Communities. Local staff and offices are provided by Hungarian partners. The European Community is sponsoring the work of the Centre through three main programmes: through the PHARE programme, through the Thermie programme for the promotion of energy technology, and through DG XVII's international cooperation programme.

The PHARE programme is the European Communities' effort to support the ongoing process of economic reform and reconstruction in Central and Eastern Europe, providing financial and technical support in key areas. Improving the energy efficiency of the Hungarian economy is a vital and necessary part of the transition to a market economy, and for this reason PHARE is supporting the start-up of the Hungary-EC Energy Centre.



Ian Brown (EC Senior Adviser to Centre), Tibor Bertók,
Director of Hungary-EC Energy Centre

The staff of the Hungary-EC Energy Centre includes some of the foremost experts in energy management and energy research in Hungary. The Centre also works with energy technology and energy management institutes and experts throughout the European Community and Hungary. This ability to call upon the combined expertise and experience of these experts both from Hungary and from Western European countries is one of the key strengths of the Hungary-EC Energy Centre.

WHAT DOES THE HUNGARY-EC ENERGY CENTRE DO?

The aim of the Energy Centre is to promote energy management and energy conservation in Hungary. The Centre achieves this aim through providing information, through training and education, and by arranging site visits and offering advice. The principal activities of the Energy Centre are as follows:

INFORMATION

Providing information on the techniques and the technologies for improved energy efficiency is a key part of the Centre's work. The Energy Centre publishes a regular newsletter which highlights successful energy saving projects, in Hungary and in the EC. The Centre also regularly publishes information booklets and leaflets on energy saving. Forthcoming publications include a guide to energy saving for municipalities; a guide to energy management in hospitals; and leaflets on new energy technologies which have been successfully demonstrated in the European Community.

The Energy Centre also promotes cooperation between the different governments and other institutes active in the energy management field in Hungary.

For more details of publications, readers are invited to contact the Centre directly (see details below).

TRAINING

With funding from the PHARE programme, the Centre will be organising a series of practical training courses for energy managers in industry. These courses will cover both technologies and management techniques for improved energy management in Hungarian industry.

Similar training courses will also be organised for energy managers in buildings - schools, hospitals, colleges, and central and local government buildings. These courses will use Hungarian and EC experience in energy efficiency technology and in energy management.

Practical training courses will also be offered to boiler operators and maintenance personnel, to be held throughout Hungary.

WORKSHOPS AND CONFERENCES

The Energy Centre regularly holds workshops throughout Hungary, focussed on specific industries or energy technologies. Among those already held have been a training workshop for the brick and tile industry, and conferences on low temperature boilers, and on building energy management systems.

TECHNOLOGY TRANSFER AND THE THERMIE PROGRAMME

Changing behaviour is one of the avenues to improving energy efficiency in Hungary, and indeed all countries in a comparable situation, while improving the technology of energy use is a second. Promoting the greater use of existing European energy technologies, and encouraging the development of new technologies, are of course the main remit of the Thermie programme, which is an important part of the European Community's energy strategy.

In Hungary, the Energy Centre is the contact point with Thermie, working towards increasing awareness and stimulating interest in energy technologies. This is achieved through seminars, conferences, through the use of databases and videos, by participating in fairs, by producing and distributing literature, and by arranging site visits and offering advice.

DEVELOPING ENERGY MANAGEMENT SERVICES

A key need in Hungary is to develop energy management services. The Energy Centre is assisting this new industry to develop by helping to identify the financial and technical resources available in the European Community and by helping to bring potential partners for joint ventures together. The role of the Energy Centre is to act as a catalyst to help private industry in the EC and in Hungary to develop the market for energy efficiency products and services.

For more information on the work of the Energy Centre, please contact:

The Hungary-EC Energy Centre
H-1087 Budapest
Könyves Kálmán krt. 76
Hungary
Tel: 36.1.133-1304, 133-8665, 269-9067
Fax: 36.1.269-9065

infoil

D A T A B A S E

sesame

For further information or a sample search contact: Peter Wells, MaTSU. Tel: 44-235-464326

or

Keith Joels, CEC. Fax: 32-2-295-0150

For on-line searches contact: Kurt Gläser, Eurobases. CEC Eurobases, Rue de la Loi 200 B-1049 Brussels. Tel: 32-2-295-6229

or

STN International, PO Box 2465, D-7500, Karlsruhe, Germany. Tel: 49-7247-808-555.

The combined Infoil-Sesame data base is the only source of up-to-date information on European and Norwegian technological developments in the areas of hydrocarbon technology, off-shore oil and gas, energy saving, solid fuels and new and renewable sources of energy.

DOCUMENT UPDATE

MAIN COMMISSION ENERGY DOCUMENTS, PROPOSALS, DIRECTIVES

Commission Report - *The Market for Solid Fuels in the Community in 1992 and the Outlook for 1993*

COM/93/116 Commission Report on the application of the Community rules for State aid to the coal industry in 1991

THERMIE

PROMOTION OF ENERGY TECHNOLOGIES FOR EUROPE - INFORMATION ACTIVITIES

Thermie: Promoting European Energy Technology - An important initiative. Available in the different EC languages

Energy saving in photovoltaic

Energy saving in solar energy

Energy saving in solid fuel

Energy saving in building

Energy saving in transport

Small-scale cogeneration in non-residential buildings

Energy efficient lighting in schools

Energy efficient lighting in industrial buildings

EUROSTAT

RAPID REPORTS - ENERGY AND INDUSTRY

1992-29 Extracts from 'Industrial Trends - November 1992' - Recession Deepens

1992-30 Gas prices 1 July 1992

1992-31 Electricity prices 1 July 1992

1993-1 Presentation of the publication 'Structure and Activity of Industry: Data by size of enterprises 1987/1988/1989'

1993-2 Personnel employed in coal-mining

1993-3 Extract from 'Industrial Trends - January 1993' - Recession Worsens

1993-4 Extract from 'Industrial Trends - February 1993' - No change in sombre economic climate

1993-5 The Community coal industry

1993-6 Extract from 'Industrial Trends - March 1993' - Industrial production continues to decrease

1993-7 Statistical aspects of the natural gas economy in 1992

1993-8 Electricity statistics - Provisional data for 1992

1993-9 Inland deliveries of petroleum products

1993-10 Evolution of inland deliveries of unleaded motor spirit

1993-11 Hard coal (Extra-Community imports 1990-1992)

EC Commission - DG Economic and Financial Affairs: *The Economic Effects of the Proposed CO₂/Energy Tax.*

European Economy - Supplement A - Recent Economic Trends No. 3 - March 1993. Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

Energy balance sheets 1990-1991

Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

Energy Yearly Statistics: 1991

Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

EC Commission, Statistical Office of the EC

Europe in Figures - Third edition

Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

ENERGY MONTHLY STATISTICS

1992 - 11

1992 - 12

1993 - 1

1993 - 2

1993 - 3

1993 - 4

Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

LA POLITIQUE DE LA COMMUNAUTE EUROPEENNE DANS LES
DOMAINES DE L'ENERGIE ET DU GAZ NATUREL

Discours d'ouverture prononcé lors de la Conférence sur les politiques et les technologies dans le secteur du gaz naturel tenue à Athènes, Grèce

Prononcé par
C.S. Maniatopoulos, Directeur Général de l'Energie
Octobre 1992¹

Messieurs les ministres, Mesdames et Messieurs,
Je voudrais tout d'abord vous dire combien je suis heureux d'être à Athènes aujourd'hui pour participer à cette conférence sur le gaz, secteur qui exercera une influence croissante sur les bilans énergétiques de l'Europe et, bien sûr, de la Grèce, au cours des prochaines décennies. Avant de passer à la politique de la Communauté dans le domaine de l'énergie et aux perspectives pour le gaz naturel, qui font l'objet de mon exposé, permettez-moi de rappeler le contexte dans lequel elles s'inscrivent. En cette période de bouleversements économiques et politiques incessants, la Communauté constitue un pôle de stabilité essentiel. La culture politique et la volonté communes de ses membres leur permet, en conjuguant leur puissance économique et politique respective, de parler d'une seule voix sur la scène internationale. Le succès de la Communauté en tant qu'union économique et politique entre des Etats souverains est unique. Il permet de mieux comprendre l'attrait exercé par la Communauté, tant sur d'autres pays d'Europe occidentale possédant déjà une tradition démocratique que sur les nouvelles démocraties d'Europe centrale et orientale et l'ex-Union soviétique. Bon nombre de ces pays souhaiteraient en effet profiter de ce succès en adhérant eux aussi à la Communauté.



Nous traversons actuellement une période critique de l'histoire de la Communauté européenne. Les nationalistes isolationnistes et les sceptiques quant aux chances d'une plus grande intégration, qui sous-estiment la dimension temporelle de ces tendances, ont beau annoncer la fin de l'Europe, les réalités politiques montrent néanmoins clairement que ces problèmes seront bientôt résolus et que le débat actuel devrait renforcer la volonté politique des partisans d'une poursuite de l'aventure européenne. Au centre de ce débat se trouve le traité de Maastricht qui sera le moteur du processus d'intégration communautaire. Ses principaux éléments - l'union économique et monétaire, le renforcement de la coopération politique et une meilleure cohésion économique et sociale

¹ Un compte rendu de cette conférence a été publié dans *Community News*.

constituent la suite logique de l'engagement politique, pris par les Etats membres, de faire de la Communauté européenne le promoteur du changement sur le continent européen. Malgré certaines divergences de vues quant aux modalités de la poursuite du processus d'intégration et à son rythme, nous sommes convaincus de l'existence d'un consensus général quant à la nécessité d'aller de l'avant. La volonté de tous les Etats membres de la Communauté de réaliser le marché intérieur d'ici à la fin de 1992 en est la meilleure illustration.

La politique énergétique fait bien évidemment partie de ce processus d'intégration.

La Communauté européenne joue un rôle déterminant dans l'économie mondiale. Avec 343 millions de citoyens et un PNB de 5,5 milliards d'écus, la

Communauté représente 20% de la production mondiale et 38% du commerce mondial. Dans le secteur de l'énergie, elle représente 14% de la consommation, 8% de la production et 38% des échanges d'énergie dans le monde. Elle doit cependant encore importer 50% de son approvisionnement en énergie.

Dans ces conditions, il est clair que la Communauté a grand besoin d'un approvisionnement sûr et compétitif

- en effet, la sécurité de l'approvisionnement est le pilier de toute politique énergétique. Toutefois, elle se doit également de promouvoir une utilisation rationnelle de l'énergie et de réduire au maximum les répercussions néfastes de l'utilisation et de la production d'énergie sur l'environnement. Compte tenu de ces exigences et des besoins en énergie des secteurs de la production, des transports et du secteur résidentiel, il semble judicieux de préconiser une approche communautaire et l'adoption de politiques communes pour préserver la santé de nos économies et le bien-être des Européens. Cette approche communautaire comporte trois volets principaux:

- le développement du marché intérieur de l'énergie de la Communauté, parallèlement à l'amélioration de la cohésion économique et sociale;
- des mesures concrètes dans le domaine de l'énergie et de l'environnement, ainsi que le nécessaire développement de technologies énergétiques et de solutions innovatrices;
- le renforcement du rôle international de la Communauté dans le secteur de l'énergie.

Voyons maintenant quelle est actuellement notre situation dans les domaines précités.

LE MARCHE INTERIEUR DE L'ENERGIE

Depuis 1988, nous avons progressé à grands pas sur la voie de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Il n'en reste pas moins indéniable que la réalisation de notre objectif, à savoir la création de marchés libres et concurrentiels dans le secteur de l'énergie, est une tâche gigantesque et que tous les obstacles ne pourront être surmontés du jour au lendemain.

La situation dans les secteurs de l'électricité et du gaz, sur lesquels sont axées les dernières propositions de la Commission, donne une idée très réaliste des défis que nous devons relever. Les premiers jalons sur la voie de l'établissement de marchés libres et concurrentiels dans

ces secteurs ont été posés en 1991 avec l'adoption des directives sur la 'transparence des prix' et le 'transit'. La première mesure - celle relative à la transparence des

prix - stipule que les consommateurs industriels peuvent désormais accéder librement aux données cumulées concernant les tarifs pratiqués par les différents services de distribution de gaz et d'électricité à l'égard de toutes les catégories de consommateurs dans la Communauté, ce qui leur permet de mieux négocier leurs contrats avec les fournisseurs.

La directive sur le transit facilite les échanges de gaz et d'électricité, même si les exploitants de réseaux signataires d'un contrat doivent emprunter le réseau d'un tiers pour assurer leurs livraisons.

Je dois toutefois reconnaître que de nombreux obstacles entravent encore l'intégration réelle dans ces secteurs. Il est, par exemple, impossible à des nouveaux venus de s'implanter sur le marché, que ce soit à des fins de production ou de transport et, par ailleurs, la structure monopolistique du secteur de l'énergie empêche généralement les clients de choisir librement leur fournisseur. La fragmentation des marchés de l'énergie dans la Communauté a des causes historiques et la défense d'intérêts acquis entrave souvent le commerce au sein de la Communauté, même lorsqu'il est économiquement justifié.

Des propositions ambitieuses étaient donc nécessaires pour la seconde phase de la libéralisation. Ces propositions ont été adoptées par la Commission en janvier 1992 et soumises au Conseil de ministres. Leur objectif est de donner progressivement aux consommateurs d'énergie, et particulièrement aux grands consommateurs industriels, la possibilité de choisir entre plusieurs fournisseurs de gaz et d'électricité, et de permettre à de nouveaux opérateurs indépendants d'investir dans les secteurs de la production et du transport.

Même si ces propositions récentes sur le marché intérieur de l'énergie en matière d'électricité et de gaz sont au coeur de l'actualité au cours des prochains

"Je dois toutefois reconnaître que de nombreux obstacles entravent encore l'intégration réelle dans ces secteurs."

mois, en raison de leur cheminement dans le processus institutionnel de la Communauté, elles ne constituent qu'un seul des quatre objectifs fixés : nous oeuvrons également en faveur de l'application des principes du marché intérieur à d'autres secteurs énergétiques.

En ce qui concerne le charbon, nous nous sommes engagés à limiter les aides d'Etat par une application stricte des règles du Traité. L'objectif poursuivi est de n'autoriser l'octroi d'un soutien financier que si ce soutien améliore la compétitivité de l'industrie houillère de la Communauté ou, dans le cas des nouvelles installations de production, si la viabilité économique est garantie, compte tenu, bien évidemment, de certains impératifs régionaux et sociaux.

Dans le secteur pétrolier, nous entendons faire en sorte que la délivrance d'autorisations de production et d'exploration soit subordonnée à l'existence d'une situation concurrentielle et mettre ainsi un terme à la situation privilégiée des entreprises nationales et à la discrimination exercée à l'encontre des entrepreneurs d'autres Etats membres.

Avec l'application des règles communautaires aux marchés publics, le choix des installations est devenu plus rationnel dans tous les secteurs

énergétiques. Des progrès ont également été notés dans le domaine des normes techniques, qui jouent un rôle vital dans le bon fonctionnement du marché intérieur.

D'autres pays européens manifestent un intérêt croissant pour ce que nous tentons actuellement de réaliser dans la Communauté et souhaitent s'associer davantage à nos efforts. Ainsi, en vertu de l'accord sur l'Espace économique européen qui, après quelques difficultés initiales de nature institutionnelle, entre en vigueur le 1er janvier 1993, les pays de l'Association Européenne de Libre Echange reprendront la quasi-totalité de la législation communautaire en matière d'énergie. A ce titre, ils adopteront presque toute la législation en vigueur actuellement et s'engagent à adhérer aux développements futurs, sans toutefois être membres à part entière de la Communauté. On pourrait donc dire, sans s'avancer outre mesure, que notre tentative de créer un marché unique de l'énergie pourrait, en fin de compte, trouver une application au-delà de la Communauté des Douze.

Il convient, lors de la réalisation du marché intérieur de l'énergie, de garder à l'esprit l'importance des réseaux transeuropéens en tant que force d'intégration. Il est évident que les avantages découlant d'un marché intérieur dépendent autant de l'existence d'une infrastructure européenne appropriée que de celle d'un cadre législatif favorable.

L'achèvement d'un marché réellement intégré passe par l'élimination des handicaps dont souffrent certains Etats membres, particulièrement ceux situés à la périphérie de la Communauté, en raison de

l'insuffisance des interconnexions énergétiques. Selon la Commission, les possibilités créées par le marché doivent être complétées par une accélération du processus. A cette fin, la Communauté arrête des mesures visant à garantir l'intégration de la dimension européenne dans la conception, la mise en oeuvre et l'exploitation des réseaux principaux. Les projets qui prévoient l'extension de réseaux existants à d'autres Etats membres ou contribuent à améliorer la sécurité de l'approvisionnement ou l'utilisation efficace des capacités de production présentent un intérêt indéniable pour l'ensemble de la Communauté.

Etant donné l'importance des investissements nécessaires pour bon nombre de ces projets d'intérêt communautaire, la viabilité économique et le financement privé sont des conditions préalables essentielles. Notons toutefois que le concept de viabilité ne doit pas être limité à son sens purement financier: il convient de prendre en compte des considérations plus générales, comme le rapprochement des Etats membres par un renforcement de la cohésion économique et sociale.

C'est pourquoi des ressources financières considérables du Fonds européen de développement régional et de la Banque Européenne d'Investissement sont affectés à des infrastructures énergétiques.

Il est également à noter que le traité de Maastricht évoque expressément les réseaux transeuropéens, y compris les réseaux énergétiques, qui, au cours de la prochaine décennie, pourraient constituer le tremplin de l'action communautaire future.

ENERGIE/ENVIRONNEMENT/TECHNOLOGIE

La mise en place d'un marché européen intégré de l'énergie reposant sur les lois du marché et s'inscrivant dans un contexte paneuropéen constitue l'une des clés de voûte de notre politique. Par ailleurs, la nécessité de recourir à des sources d'énergie respectueuses de l'environnement et peu polluantes revêt une importance croissante dans les débats. L'intérêt de la Communauté pour les objectifs écologiques n'est pas nouveau et les conséquences environnementales des choix effectués dans le domaine de l'énergie ont toujours joué un rôle important dans sa politique énergétique.

C'est la raison pour laquelle il existe d'ores et déjà des réglementations communautaires concernant les émissions d'oxydes de soufre et d'oxydes d'azote liées à la production d'électricité. Toutefois, ces problèmes semblent mineurs comparés aux problèmes écologiques qui se posent bien au-delà de l'échelle de la Communauté, voire du continent européen: je veux parler des émissions de CO₂ et des problèmes connexes du réchauffement planétaire.

Comme vous le savez, la Communauté s'est engagée à ramener ses émissions de CO₂ à leurs niveaux de 1990

d'ici à l'an 2000; elle est, par ailleurs, signataire de la Convention sur le changement climatique, négociée lors de la Conférence de Rio sur l'environnement, qui lie le principe du développement soutenable à l'utilisation de l'énergie. D'après les estimations, les émissions de CO₂ devraient augmenter de 11% entre 1990 et l'an 2000 si les politiques actuelles sont maintenues.

"En effet, pour stabiliser les émissions de CO₂, nous devons améliorer le rendement énergétique et nous tourner vers des combustibles dont la teneur en carbone est plus faible, comme le gaz naturel."

Leur stabilisation ne sera donc pas tâche facile; pour atteindre ses objectifs, la Commission devra par conséquent élaborer une stratégie présentant de multiples facettes.

En effet, pour stabiliser les émissions de CO₂, nous devons améliorer le rendement énergétique et nous tourner vers des combustibles dont la teneur en carbone est plus faible, comme le gaz naturel.

Pour ce faire, la Communauté a lancé toute une série de programmes innovateurs dans les domaines de la technologie énergétique et du rendement énergétique (Thermie, SAVE, Altener), qui auront des répercussions positives considérables à court et à moyen termes. A long terme, la Communauté affecte également d'importantes ressources à des actions de recherche et de développement telles que le programme JOULE.

Il ressort cependant de notre analyse (dont les résultats ont été confirmés par des études approfondies) que la technologie, la recherche et le développement ne pourront à eux seuls nous permettre d'atteindre notre objectif de stabilisation. C'est pourquoi notre stratégie prévoit également l'introduction d'une taxe sur le carbone/l'énergie, qui complétera et renforcera le volet non fiscal de la stratégie, améliorera le rendement énergétique et

favorisera le recours aux énergies renouvelables. Le système envisagé appliquera le principe du pollueur-payeur, les combustibles dégageant

"... la Communauté européenne en 1990 a lancé son initiative de Charte européenne de l'énergie qui, à l'issue d'un an d'intenses négociations, a été signée à La Haye le 16 décembre 1991 par une cinquantaine de pays."

un niveau élevé d'émissions de CO₂, qui sont les principaux responsables du réchauffement planétaire, étant les plus fortement taxés.

De toute évidence, l'action de la Communauté ne résoudra pas ce problème à elle seule. A l'heure actuelle, la CE ne produit que quelque 15% des émissions mondiales de CO₂ et cette proportion devrait diminuer en raison de la croissance démographique et de l'industrialisation des pays en voie de développement. Nous sommes donc conscients de la nécessité d'aider les nouvelles démocraties de l'Est et les pays en voie de développement à réduire leurs

émissions de CO₂ et d'assurer le transfert, vers ces pays, de technologies propres et performantes.

Les autres pays industrialisés ont, pour la plupart, décidé de stabiliser ou de réduire leurs émissions de CO₂. Certains ont déjà entrepris d'introduire une taxe sur le CO₂. Nous sommes convaincus que les pays les plus riches doivent conjuguer leurs efforts s'ils veulent parvenir à convaincre les pays en voie de développement de

suivre leur exemple.

DIMENSION EXTERIEURE DE L'ENERGIE

Dans la poursuite de ses objectifs en matière de politique énergétique, la Communauté ne saurait négliger la dimension extérieure du secteur de l'énergie.

La Communauté importe encore 50% de son énergie et sa dépendance à l'égard de régions souvent politiquement instables est encore plus grande pour le pétrole. Certes, le gaz jouera un rôle de plus en plus important dans le bilan énergétique de la Communauté au cours des prochaines décennies, mais notre analyse indique qu'une part croissante de cet approvisionnement sera assuré par des régions aux prises avec des problèmes politiques et sociaux considérables. Dans de telles circonstances, la Communauté doit intensifier et renforcer ses relations avec les pays dont dépend son approvisionnement en énergie, eu égard notamment à leur capacité de fournir à long terme à la fois du gaz naturel et du pétrole. C'est pourquoi, à la suite de la guerre du Golfe et compte tenu du nouveau climat politique, des mesures ont été arrêtées en vue de développer le dialogue consommateur/producteur.

Etant donné le rôle croissant que les pays en voie de développement sont appelés à jouer dans le bilan énergétique de la planète, il serait inconcevable de les laisser à l'écart. La Communauté se situe à la pointe de l'action en faveur d'une coopération constructive avec ces pays dans le secteur de l'énergie.

Plus près de chez elle, la Communauté tente de trouver un moyen d'intégrer à l'Europe les nouvelles démocraties de l'Est et de l'ex-Union soviétique. Le secteur de l'énergie se prête tout à fait à ce genre d'entreprise. C'est dans ce contexte que la Communauté européenne en 1990 a lancé son initiative de Charte européenne de l'énergie qui, à l'issue d'un an d'intenses négociations, a été signée à La Haye le 16 décembre 1991 par une cinquantaine de pays.

Le principal objectif de la Charte est de trouver un cadre politique dans lequel s'inscrirait la coopération Est-Ouest dans le secteur de l'énergie, afin de multiplier les échanges dans ce domaine (le gaz pourrait d'ailleurs jouer un rôle décisif dans ce contexte), d'optimiser l'utilisation de l'énergie, d'assurer une protection satisfaisante de l'environnement et de promouvoir le transfert des technologies et l'investissement.

Maintenant que la Charte a été signée, des travaux intensifs ont été entrepris en vue de définir le cadre d'un accord de base destiné à assurer sa mise en oeuvre. Cet accord doit définir des instruments et des mécanismes en matière de coordination des législations, de droits d'exploitation, de fiscalité, d'investissement et de libre échange pour que la Charte puisse avoir des effets pratiques.

Etant donné la nécessité de prévoir des dispositions horizontales dépassant le secteur de l'énergie, cela ne sera pas chose facile. Les accords de mise en oeuvre ne doivent cependant en aucun cas porter atteinte aux obligations de la Communauté découlant d'autres accords internationaux, comme le GATT. La pierre de touche de l'accord sera le principe de l'avantage mutuel, c'est-à-dire que tous les participants peuvent retirer un bénéfice d'une manière ou d'une autre.

Lorsque l'accord de base sera signé - nous espérons que cela sera chose faite d'ici à mars 1993 - il sera possible d'avancer rapidement en ce qui concerne divers protocoles sectoriels: hydrocarbures, rendement énergétique, etc. Ces accords spécifiques sont essentiels si nous voulons maintenir l'élan imprimé par la Charte.

Dans un autre contexte, la Communauté fournit, depuis longtemps déjà, par l'intermédiaire du programme PHARE, une assistance financière considérable au secteur énergétique des pays d'Europe centrale et orientale et, plus récemment, aux nouvelles républiques de l'ex-Union soviétique, afin de les aider à assainir et à restructurer leur secteur énergétique national. Cette assistance, qui se présente généralement sous la forme de subventions, vise à encourager le passage à une économie de marché et à préparer la voie aux investissements publics et privés. En 1991, chacun de ces pays a reçu 3 à 5 millions d'écus au titre du volet énergie du programme PHARE. L'ex-Union soviétique, quant à elle, s'est vu octroyer 400 millions d'écus pour l'assistance technique, dont 115 millions d'écus pour l'énergie. Une partie de cette assistance technique contribuera à poursuivre la production d'hydrocarbures, qui est essentielle pour nos propres économies.

Nous devons admettre que, faute d'accorder cette aide, la Communauté pourrait se trouver confrontée à une crise de l'énergie dans ces nouvelles démocraties de transition.

LE SECTEUR GAZIER

A la lumière des considérations qui précèdent, je voudrais évoquer plus spécifiquement le secteur gazier, en vous rappelant tout d'abord les discussions tenues à Vilamoura (Portugal) en avril 1992². Cette conférence a mis en évidence certaines divergences d'opinions entre les producteurs, les compagnies gazières et les consommateurs dans divers domaines allant des perspectives en matière d'offre et de demande aux développements liés au marché intérieur.

Toutefois, tous les intervenants se sont accordés sur un point: le marché du gaz naturel connaîtra une expansion au cours des prochaines décennies, les principaux facteurs déterminant la part future du gaz dans le bilan énergétique de la Communauté étant les préoccupations environnementales, la recherche d'un équilibre entre l'offre et la demande en hausse et la mise en oeuvre de la politique communautaire en matière de marché intérieur.

Les quatrième et cinquième séances de la conférence de Vilamoura ont été axées sur les pays qui s'emploient actuellement à développer leur réseau gazier. Les participants ont également évoqué la nécessité d'accorder un soutien financier aux infrastructures gazières dans ces marchés en développement, soutien qui devrait, en outre, contribuer à renforcer la cohésion économique et sociale au niveau communautaire.

M. Cardoso e Cunha, le Commissaire chargé de l'énergie, a conclu son intervention lors de la conférence de Vilamoura en évoquant le caractère monopolistique du marché du gaz naturel et en soulignant la nécessité de progresser encore sur la voie de la libéralisation du marché qui, en rendant possible la concurrence entre les différentes compagnies gazières, devrait intensifier la pénétration du marché³. L'établissement du marché intérieur élargira également les perspectives tant des compagnies gazières que des consommateurs et devrait donc contribuer de manière décisive à réduire les coûts et à améliorer la productivité et la qualité des services.

En outre, M. Cardoso e Cunha a rappelé les relations amicales que la Communauté entretient avec ses principaux fournisseurs extérieurs en gaz naturel, ainsi que les efforts entrepris en vue de promouvoir le dialogue entre les producteurs et les consommateurs.

Permettez-moi maintenant d'évoquer les perspectives dans le secteur du gaz naturel pour les dix à vingt prochaines années, ainsi que leurs répercussions politiques, du point de vue de la Commission.

² Voir *Energie en Europe* n° 19, p. 86.

³ Le discours de M. Cardoso e Cunha est reproduit en anglais dans le n° 19 de la revue *'Energie en Europe'* et en français dans le présent numéro.

DEMANDE DE GAZ NATUREL

En dépit de différences importantes d'un pays à l'autre, le marché du gaz naturel devrait connaître une expansion dans tous les Etats membres au cours des années 90. Il convient de distinguer trois catégories de marchés: les marchés traditionnels (Belgique, république fédérale d'Allemagne, France, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni et Luxembourg), qui représentent plus de 95% de la consommation de la Communauté, les marchés en développement (Danemark et Espagne) et les nouveaux marchés (Grèce, Irlande et Portugal).

La consommation totale actuelle de la Communauté s'élève à 208 millions de tep, soit 18,8% de la consommation totale d'énergie de la Communauté. Cette consommation est couverte à 60% par la production communautaire, les 40% restants provenant, pour l'essentiel, de trois principales sources non communautaires: la CEI (ex-Union soviétique), l'Algérie et la Norvège, qui fournissent chacune à la Communauté environ un tiers de ses importations.

Les développements récents indiquent que la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie de la Communauté devrait augmenter et que les importations devraient atteindre 60% de la consommation d'ici à l'an 2010, en raison de la croissance de la demande. Cette croissance s'explique par les préoccupations liées à l'environnement, l'achèvement du marché intérieur du gaz et l'utilisation potentielle du gaz dans le secteur de la production d'électricité.

Les préoccupations écologiques relatives à l'effet de serre et le fait que le gaz naturel sera l'un des bénéficiaires de la taxe sur l'énergie et le CO₂ se traduiront probablement par une augmentation de l'utilisation de ce combustible dans tous les secteurs industriels, y compris celui de la production d'électricité.

"la Communauté doit éviter, dans la mesure du possible, de se trouver dans une situation de dépendance extrême à l'égard d'un seul fournisseur et tenter de répartir de manière équilibrée ses approvisionnements extérieurs."

La mise en oeuvre de la politique communautaire en matière de marché intérieur augmentera la consommation potentielle de gaz naturel en ouvrant les marchés nationaux existants. La libéralisation du marché gazier, en permettant une concurrence entre les

différents fournisseurs, favorisera l'implantation du gaz. L'intégration progressive du réseau gazier européen et la mise en place d'une infrastructure gazière dans les Etats membres dont l'industrie gazière est nouvelle ou peu développée permettra au gaz de pénétrer dans des régions dont la consommation de gaz était jusque-là restée faible ou nulle. Comme je l'ai souligné, cette évolution s'accompagnera d'une extension de l'infrastructure grâce à l'assistance des fonds structurels communautaires. Les possibilités en matière de réseaux transeuropéens, prévues par le traité de Maastricht, et les progrès technologiques réalisés

"la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie de la Communauté devrait augmenter et que les importations devraient atteindre 60% de la consommation d'ici à l'an 2010, en raison de la croissance de la demande."

dans la production d'électricité dans des centrales au gaz, augmenteront considérablement l'importance du gaz dans le bilan énergétique de la Communauté. La Grèce

sera l'un des principaux bénéficiaires de ces politiques auxquelles la Commission est très attachée, en raison de la nouvelle dimension qu'elles conféreront à sa structure énergétique. En outre, le projet gazier concernant la Grèce la reliera aux marchés européen et international du gaz naturel.

APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Il est rassurant de savoir que la Communauté pourra faire face à l'augmentation future de sa demande en gaz, puisque 70% des réserves de gaz naturel du monde se situent à moins de 4 000 km de ses frontières extérieures. La Communauté doit toutefois maintenir ses activités d'exploration et de production à un niveau aussi élevé que possible afin de limiter sa dépendance à l'égard des approvisionnements extérieurs. Cependant, toutes les prévisions indiquent que la hausse prévue de la demande devra, pour une part importante, être couverte par des sources d'approvisionnement extérieures à la Communauté.

Il convient donc d'encourager une augmentation des importations en provenance des sources actuelles (CEI, Norvège, Algérie) et de nouvelles sources (Iran, pays du Golfe, Nigéria), ainsi que la mise en place d'infrastructures de transport (gazoducs et installations destinées au gaz naturel liquéfié - GNL).

Parallèlement, la Communauté doit éviter, dans la mesure du possible, de se trouver dans une situation de dépendance extrême à l'égard d'un seul fournisseur et tenter de répartir de manière équilibrée ses approvisionnements extérieurs.

L'intégration du réseau interconnecté permettra de résoudre le problème de la sécurité de l'approvisionnement à l'échelle communautaire.

Passons maintenant à la politique extérieure. L'accord sur l'EEE couvre les relations entre la Communauté et la Norvège. La Charte de l'énergie définira les rapports avec la CEI et les pays par lesquels les approvisionnements devront transiter. Comme elle le fait pour la Norvège, la Commission organise régulièrement avec le gouvernement algérien des réunions bilatérales au niveau ministériel, au cours desquelles les problèmes de politique énergétique intéressant les deux parties sont abordés. Les relations avec les pays du Golfe ont été renforcées dans le cadre de l'accord de coopération avec les pays du Golfe. D'autre part, il est évident que la question du gaz naturel devra être l'une des composantes de toute action de politique extérieure avec l'Iran et le Nigéria.

L'augmentation des approvisionnements en gaz exige d'importants investissements dans les domaines de l'exploration, de la production, des gazoducs et des installations destinées au GNL. La politique en matière de marché intérieur facilitera la pénétration sur le marché de nouveaux opérateurs qui investiront dans le marché du gaz, en pleine expansion. Les compagnies gazières existantes auront l'occasion de renforcer leur position en élargissant leur clientèle, puisqu'elles ne seront plus limitées aux marchés nationaux.

intérieur et à l'intégration progressive du réseau gazier communautaire, ainsi qu'à l'utilisation efficace du gaz naturel. Il est inutile de préciser que la Commission proposera, le cas échéant, des mesures appropriées. ■

CONCLUSIONS

Je voudrais, à titre de conclusion, vous faire part de quelques réflexions sur l'évolution de la politique énergétique communautaire et ses répercussions sur le gaz naturel. En dépit des difficultés liées à la ratification du traité de Maastricht, il est clair que le processus d'intégration européenne va se poursuivre. Le traité existant et l'Acte unique fournissent d'ores et déjà une base d'intégration suffisante pour bon nombre de nos propositions en matière de marché intérieur et d'environnement. En outre, la Communauté dispose tant de la puissance que de la volonté politique nécessaires pour jouer un rôle décisif dans les développements politiques internationaux et l'évolution de la situation géopolitique. En outre, elle se trouvera probablement au centre de toute répartition nouvelle des pouvoirs qui résulterait de ces changements. En conséquence, la Communauté sera un garant de la stabilité du progrès et de la sécurité des politiques d'unification en Europe.

Compte tenu de tous les éléments précités, le secteur gazier devra, étant donné son importance croissante, faire l'objet d'une attention particulière.

La Commission suivra de près l'évolution de l'offre et de la demande, eu égard, notamment, à la sécurité de l'approvisionnement, à l'achèvement du marché

LA NORMALISATION ET LE MARCHÉ INTERIEUR DE L'ENERGIE

PAR Ian Gowans, DG XVII

Task force 'Intégration communautaire'

L'achèvement du marché intérieur ne pourra avoir lieu que s'il est établi un marché intérieur de l'énergie: l'énergie est une composante essentielle de toute l'activité économique de la Communauté. C'est pourquoi les objectifs énergétiques communautaires fixés pour 1995, adoptés par le Conseil en septembre 1986, évoquent la nécessité d'«une meilleure intégration, dégagée des entraves aux échanges, du marché intérieur de l'énergie en vue d'améliorer la sécurité d'approvisionnement, de réduire les coûts et de renforcer la compétitivité économique». Il est également fait état de la nécessité de 'solutions équilibrées pour l'énergie et l'environnement, en recourant aux meilleures technologies existantes économiquement justifiées et en améliorant le rendement énergétique, tout en tenant compte du souhait de limiter les distorsions de concurrence sur les marchés énergétiques, au moyen d'une approche plus coordonnée en matière d'environnement dans la Communauté'.

Les considérations qui précèdent ont servi de base au document de travail de la Commission sur le marché intérieur de l'énergie, publié en mai 1988, qui décrit les problèmes généraux posés par l'intégration de l'énergie dans le marché intérieur, dresse l'inventaire des obstacles existants et définit des programmes prioritaires pour l'achèvement du marché intérieur. Parmi ces priorités figure l'élimination des entraves techniques par

l'harmonisation des règles et normes techniques. Ce document montre comment l'existence de règles et normes nationales différentes peut entraver l'achèvement du marché intérieur en général, et du marché intérieur de l'énergie en particulier. Ces différences portent sur la fabrication tant des équipements utilisés par le secteur de l'énergie que sur les produits destinés aux utilisateurs de cette énergie. Pour surmonter ces obstacles, la Communauté doit poursuivre le processus de normalisation au niveau communautaire.

LES PRINCIPES DE LA NORMALISATION DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE DANS LA COMMUNAUTÉ

La normalisation de l'énergie et des produits énergétiques suit le cheminement global du processus de normalisation engagé dans la Communauté. Depuis 1985, la Commission a adopté une démarche résolument différente en matière de normalisation. Elle travaille désormais selon le principe de la reconnaissance mutuelle, par les Etats membres, de leurs normes respectives, et n'intervient en arrêtant des directives que lorsque certaines 'exigences essentielles' doivent être définies pour des raisons de sécurité ou de santé. Même dans de tels cas, le fabricant est libre de satisfaire aux exigences à sa propre manière, bien qu'il ait tout intérêt à se conformer aux normes européennes élaborées par les organismes internationaux de normalisation tels que le CEN, le CENELEC et l'ETSI, souvent à la demande de la Commission. Ces normes

européennes sont considérées comme un instrument déterminant de la réalisation du marché intérieur.

De par ses caractéristiques essentielles, la normalisation européenne est le principal instrument d'harmonisation: elle assure en effet la libre circulation des produits et leur utilisation dans l'ensemble de la Communauté. Contrairement aux règles techniques nationales, qui imposent des spécifications techniques contraignantes valables dans un seul pays, les normes européennes définissent des spécifications techniques 'volontaires' établies d'un commun accord par toutes les parties concernées au niveau européen. Toutefois, l'application de certaines normes européennes peut être rendue obligatoire par des instruments juridiques communautaires.

Les avantages d'une telle normalisation sont les suivants:

- elle améliore la transparence et permet une large participation;
- elle est démocratique et reflète l'état de la technique;
- elle transfère le coût des travaux de normalisation du secteur public au secteur privé et reflète les réalités techniques du marché mieux que les réglementations ne peuvent le faire;
- elle contribuera à rehausser le niveau de protection de l'environnement, de sécurité et de rendement énergétique, et encouragera l'application de technologies énergétiques avancées.

En outre, les normes européennes réduisent les coûts auxquels doivent faire face les producteurs et les distributeurs et profitent également aux consommateurs en stimulant la concurrence. Elles constituent un objectif économique en soi et ne servent pas uniquement à éliminer les entraves réglementaires aux échanges.

COMMUNICATION DE LA COMMISSION SUR LA NORMALISATION DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

En juin de cette année, la Commission a adopté une communication (SEC(92)724 final) informant le Conseil de l'état d'avancement des travaux de normalisation dans le domaine de l'énergie et proposant de nouvelles actions. L'objectif de ce document est le suivant:

- exposer au Conseil la démarche adoptée par la Commission pour la normalisation dans le domaine de l'énergie, comme il a été indiqué ci-dessus;
- informer le Conseil des progrès accomplis dans le domaine de la normalisation concernant les produits énergétiques et les équipements de production, le transport et la distribution de ces produits;

- présenter au Conseil les orientations retenues par la Commission pour les travaux futurs dans la perspective de l'achèvement du marché intérieur.

Cette communication fait état des progrès réalisés dans les domaines visés ci-dessous et, le cas échéant, formule des recommandations quant aux actions futures.

Pétrole

Dans le secteur du pétrole, la qualité des produits pétroliers a fait l'objet, en 1984, d'un mandat de la Commission au CEN, qui a débouché sur l'adoption, en 1987, de la norme européenne EN 228 concernant l'essence sans plomb. En 1988, la Commission a confié un nouveau mandat au CEN pour l'élaboration de cinq nouvelles normes européennes concernant l'essence sans plomb (Euro-super 85/95) en complément de la norme EN 228, les carburants de substitution (deux normes), le gaz de pétrole liquéfié pour les véhicules à moteur, et le carburant diesel. Ces cinq nouvelles normes devraient être achevées en 1992.

Des problèmes subsistent cependant dans ce domaine: ils peuvent notamment être imputés, d'une part, à l'absence de spécifications communautaires pour un certain nombre de produits qui a donné lieu à des initiatives législatives nationales prises par certains Etats membres de façon autonome et d'autre part, aux nouvelles directives en matière d'environnement qui imposent des changements concernant tant les moteurs que les carburants.

La Commission propose donc d'adopter une approche globale tenant compte du rapport entre la qualité des carburants, la technologie des moteurs et les émissions polluantes, de manière à répondre à moindre coût aux nouvelles exigences, soit par la voie de réglementations communautaires, soit par la voie d'une normalisation volontaire.

Équipements d'exploration et de production de pétrole et de gaz

Les équipements d'exploration et de production de pétrole et de gaz sont couverts par diverses directives communautaires, dont la directive sur les marchés publics, qui rend obligatoire la référence aux normes européennes dans les cahiers des charges lors de la passation des marchés ou, en l'absence de normes européennes, aux normes en usage dans la Communauté. Le rapport établi par le CEN en 1989 constatait l'usage des normes émanant de l'American Petroleum Institute (API) et recommandait leur transposition en normes européennes. La Commission, en collaboration avec le CEN, examine actuellement la meilleure manière de procéder, le cas échéant, à une telle transposition, compte tenu du fait qu'une normalisation européenne trop poussée dans ce secteur serait artificielle.

Electricité

Le CENELEC, à la demande la Commission, élabore actuellement une norme européenne visant à harmoniser les caractéristiques physiques de l'électricité à basse et moyenne tensions; la nouvelle norme devrait être prête dans le courant de l'année 1992. Une Joint Task Force CEN/CENELEC a été créée pour relever les normes existantes dans le domaine des équipements de production d'électricité, répertorier les besoins de normalisation et proposer une liste de priorités. La Commission fournira un soutien financier pour la mise en oeuvre du programme et l'exécution de son contenu.

Équipements de transport et de distribution d'électricité

Dans le domaine des équipements de transport et de distribution d'électricité, un comité spécial, le PPCC - Public Procurement Coordination Committee - a été créé au sein du CENELEC. Ce comité est chargé d'élaborer un programme de travail pour les quelques articles pour lesquels il convient d'établir de nouvelles normes ou de compléter les normes existantes. Dans la limite de ses possibilités budgétaires, la Commission entend encourager et accélérer la mise en oeuvre de ce programme, qui devrait contribuer à l'achèvement du marché intérieur dans ce secteur.

Gaz

La qualité du gaz fait l'objet d'un mandat confié par la Commission au CEN sur la normalisation des appareils à gaz. Ce mandat couvre l'élaboration de 54 EN, dont l'une devra définir les types et pressions des gaz d'essai. La nouvelle EN 437 devrait être adoptée par le CEN vers la fin 1992.

Équipements de transport et de distribution du gaz

En ce qui concerne les équipements de transport et de distribution du gaz, le CEN a créé quatre comités spécialisés afin d'entreprendre des travaux de normalisation dans ce domaine. Neuf projets de normes relatives aux équipements de distribution de gaz sont actuellement en préparation.

Combustibles solides

L'International Standardization Organisation - ISO - mène actuellement des travaux portant sur la qualité des combustibles fossiles; il est inutile que des actions spécifiques au niveau communautaire soient entreprises à court terme. Le CEN élabore des normes de sécurité concernant les équipements de production de combustibles solides: la Commission ne juge pas utile de mener d'autres actions dans ce secteur.

Rendement énergétique

Des efforts de normalisation portant spécifiquement sur le secteur des appareils ménagers seront entrepris dans

le cadre du programme SAVE (1991-1995). Des normes en matière de rendement énergétique sont actuellement élaborées pour les réfrigérateurs et les congélateurs, qui font d'ores et déjà l'objet de normes européennes de mesure. Lorsque le CEN/CENELEC aura terminé ses travaux pour d'autres appareils, la Commission établira des normes appropriées en matière de rendement énergétique.

Energies renouvelables

Les instituts de normalisation européens n'ont pratiquement élaboré aucune norme européenne relative aux énergies renouvelables. La Commission examine actuellement la nécessité d'harmoniser les exigences essentielles applicables aux éoliennes en matière de performance, de respect de l'environnement et de sécurité, et d'instaurer un système de certification. Elle s'interroge également sur la nécessité d'établir des normes dans le domaine de l'énergie solaire thermique.

Energie nucléaire

Le Programme Indicatif Nucléaire pour la Communauté (PINC) comprend un volet sur la normalisation de la production électronucléaire et un autre sur la normalisation et la sécurité nucléaire. Des travaux sur les aspects liés à la sécurité sont en cours à la Commission en ce qui concerne la production électronucléaire. D'autre part, la Joint task Force CEN/CENELEC créée pour rédiger un rapport sur les besoins de normalisation en matière de production d'électricité (voir ci-dessus) considère les travaux dans le secteur de la production électronucléaire comme ayant une moindre priorité que les autres secteurs. La Commission entend toutefois poursuivre l'examen de ce secteur.

Environnement

En ce qui concerne la protection de l'environnement, la Commission souligne la nécessité d'inclure des considérations environnementales dans les spécifications et normes techniques, afin que l'objectif de niveau élevé de protection de l'environnement prévu dans l'Acte unique puisse être atteint. Si cela s'avère nécessaire, la Commission soumettra des propositions correspondant à un niveau élevé de protection de l'environnement, conformément à l'objectif susmentionné.

Les conclusions formulées par la Commission dans cette communication sont les suivantes:

- la normalisation dans le domaine de l'énergie revêt une importance de premier ordre pour l'achèvement du marché intérieur, ainsi que pour la réduction des incidences sur l'environnement, la sécurité et le rendement énergétiques, et le développement et la diffusion de technologies énergétiques avancées;
- la réalisation du marché unique de l'énergie suppose un renforcement important de la normalisation, notamment dans les secteurs du pétrole

(aspects liés à l'environnement), des équipements de raffinage et de distribution du pétrole, des équipements de transport et de distribution du gaz, des énergies renouvelables et de la protection de l'environnement;

- il se peut que l'élaboration de nouvelles normes européennes doive, lorsque la législation communautaire ne l'exige pas explicitement, être combinée à des réglementations communautaires rendant obligatoire la référence aux normes;
- le cas échéant, la Commission peut proposer des mesures communautaires d'harmonisation fondées sur la nouvelle approche (exigences essentielles);
- les programmes relevant du secteur énergétique visant des objectifs spécifiques, tels que le rendement énergétique ou le développement des énergies renouvelables, doivent comporter un volet normalisation. Ces programmes contribuent également à réaliser des objectifs environnementaux, comme la stabilisation des émissions de CO₂.

Pour mettre en oeuvre les mesures précitées et promouvoir l'harmonisation technique, la Commission propose d'intensifier les consultations avec les parties intéressées à tous les niveaux de la production, du transport, de la distribution et de la consommation des produits énergétiques, afin d'encourager une participation plus active de ces milieux. Elle envisage également d'organiser avec le CEN et le CENELEC des conférences réunissant des responsables des différents secteurs énergétiques, de manière à en exploiter les caractéristiques communes à des fins de normalisation.

CONCLUSION

Le groupe 'Energie' du Conseil, qui s'est réuni le 14 septembre 1992, s'est félicité de l'approche exposée ci-dessus, ainsi que des progrès réalisés dans les divers secteurs par la Commission, en coopération avec les organismes de normalisation. La Commission souhaiterait maintenant poursuivre ses activités suivant les orientations évoquées dans sa communication. ■

LA TRANSPARENCE DES PRIX DE L'ENERGIE

*premiers résultats de l'application de la Directive
sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité¹*

PAR Gonzalo Dechamps, DG XVII

membre de la Task Force 'Intégration communautaire'²

Réaliser la transparence des prix sur le marché de l'énergie constituait le premier objectif à atteindre pour créer le marché intérieur de l'énergie.

C'est bien ainsi que l'a entendu le Conseil en adoptant le 29 juin 1990³, cette importante directive. L'Office statistique des Communautés européennes (EUROSTAT), chargé de réaliser l'enquête sur les prix du gaz et de l'électricité a rapidement entrepris ses travaux et dès décembre 1991, publiait dans sa série 'notes rapides', les premiers résultats portant sur les prix relevés au 1er juillet 1991.

En mai de cette année, Eurostat terminait sa deuxième enquête portant sur les prix relevés au 1er janvier 1992⁴.

Les délais prévus pour la communication des données ont été respectés. Il faut souligner le fait que ces communications ont été faites alors même que certains Etats membres n'avaient pas encore procédé à la transposition de la directive en droit national.

Des difficultés subsistent mais on peut considérer que l'objectif de la directive - assurer la transparence des prix du gaz et de l'électricité à la consommation industrielle finale - a été atteint, dans le respect de la confidentialité des contrats. Quant aux difficultés, elles concernent la communication à Eurostat de la répartition des consommateurs et des volumes correspondants par catégories de

consommation afin de permettre de vérifier la représentativité de ces catégories, sur chaque marché national. Cette information, prévue tous les deux ans, devait porter pour la première fois sur la situation au 1er janvier 1991 et ne devait pas être publiée. Un certain nombre d'Etats membres n'ont pas encore rempli cette obligation. En ce qui concerne l'enquête 'électricité', il serait souhaitable que les caractéristiques des prix-repères, correspondant aux consommateurs dont la demande maximale dépasse le plafond de 10 MW, soient définies de manière plus rigoureuse afin de permettre aux organismes chargés de les transmettre, de travailler sur des bases comparables, autant que possible.

Ceci résulte d'ailleurs d'une exigence de la directive elle-même (deuxième partie du paragraphe 15 de l'annexe II) et vise notamment le facteur de charge et la répartition de la consommation en différentes tranches tarifaires pendant la journée.

De même les réductions éventuelles liées à des conditions particulières de prélèvement dont la communication à Eurostat est prévue au

¹ Le présent manuscrit a été achevé en mai 1992 et se fonde sur les prix publiés à cette date: une mise à jour au 1er janvier 1992 est en cours d'élaboration).

² Le présent article reflète les idées de l'auteur et n'engage pas la responsabilité de la Commission.

³ Directive 90/377/CEE du Conseil du 29 juin 1990 instaurant une procédure communautaire assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de gaz et d'électricité.

⁴ Les résultats de la deuxième enquête ont été entre-temps publiés.

paragraphe 17 de l'annexe II, devraient être mieux identifiées en vue d'améliorer la clarté et la comparabilité des données.

L'intérêt des consommateurs est, à travers la connaissance des prix et des systèmes de prix en vigueur dans les Etats membres, de mieux comprendre la formation des prix et de vérifier si le prix qui leur est appliqué ne comporte pas d'éléments de discrimination.

C'est pourquoi la Commission a procédé à une analyse de ces communications. Les comparaisons auxquelles elle a procédé, ont fait apparaître de grandes différences de prix entre les Etats membres. Les écarts observés témoignent des cloisonnements entre les différents marchés nationaux et des différences de conception qui président à la formation des prix.

De nouvelles propositions de directives, présentées au Conseil dans le cadre de la réalisation de la deuxième phase du marché intérieur de l'énergie permettront en créant un marché concurrentiel de l'électricité et du gaz, d'établir les prix en fonction de la valeur marchande de ces énergies. Il est, en particulier, prévu d'élargir la transparence au domaine de la gestion et de la comptabilité des coûts à l'intérieur des entreprises (unbundling).

En attendant, l'identification des disparités de prix, rendue possible par la directive, en mettant en lumière les anomalies détectées constitue un premier pas vers l'élimination des discriminations appliquées à l'égard des consommateurs, condition essentielle au bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie.

LES SUBVENTIONS CROISÉES

Quels que soient la structure des tarifs et leur mode d'établissement, les entreprises ont pour préoccupation essentielle la couverture des coûts par les recettes (break-even chart). Ceci a une conséquence très importante: une insuffisance de recettes dans un secteur déterminé doit nécessairement être compensée par un supplément de recette ailleurs. Ce phénomène, connu sous la dénomination de subvention croisée, contribue à donner à chaque pays, sa physionomie tarifaire particulière selon l'importance accordée à ce type de subvention.

On peut établir une présomption de subvention croisée en comparant les Etats membres entre eux, car pour un Etat membre au moins, on dispose d'un repère.

En effet, dans un Etat membre, la subsidisation via les tarifs, du secteur industriel par le secteur domestique est imposée par l'Etat et a été reconnue publiquement par un membre du Gouvernement.

On peut mesurer la tension pour chaque place de l'enquête⁵ entre les prix hors taxes pratiqués pour un consommateur domestique choisi de manière à éliminer l'élément de subvention sociale éventuel et un grand consommateur industriel. On obtient ainsi une série de coefficients qu'on classe en ordre croissant et qui permettent de regrouper les places entre:

- celles qui se situent au-dessus de la médiane correspondant à la série des observations et qui se rapprochent de la situation de l'Etat membre qui pratique ouvertement les subventions croisées,
- celles qui se situent autour de la médiane,
- celles qui se situent en-dessous.

Lorsqu'au sein de ces trois groupes, on rapproche les coefficients de tension des séries de prix correspondant aux gros consommateurs industriels, on s'aperçoit:

- que lorsqu'à un prix industriel bas, correspond une tension élevée, on peut présumer l'existence d'une subvention croisée en faveur de l'industrie,
- que la structure tarifaire est équilibrée lorsqu'à des prix industriels bas ou moyens correspond une tension proche de la médiane,
- que lorsqu'à des prix industriels élevés correspond une tension faible, il peut se présenter deux cas de figure:

- soit, il s'agit d'entreprises dont la structure de coûts est peu compétitive,
- soit, il s'agit de situations monopolistiques.

A défaut d'autres références, c'est toujours par rapport à une médiane ou une moyenne communautaire qu'on appréciera si une indication de prix est basse ou élevée.

L'examen des graphiques 1 (pour l'électricité) et 4 (pour le gaz) et leur comparaison avec les prix à l'industrie confirment les hypothèses ci-dessus.

On observe en outre que la tension des prix de l'électricité, qui va de 1,23 à 3,10 est environ la moitié de celle du gaz (2,7 à 5,0) mais que l'amplitude de la variation est beaucoup plus grande (du simple au triple pour l'électricité, alors qu'elle n'est que du simple au double pour le gaz).

LE CAS DU CHAUFFAGE

En règle générale, tant pour l'électricité que pour le gaz, les tarifs sont dégressifs en fonction de différents paramètres parmi lesquels les quantités jouent un rôle essentiel. Ceci n'empêche pas que dans certains cas, des enlèvements identiques puissent avoir un prix différent selon le tarif dont ils relèvent. C'est ainsi qu'une préférence tarifaire est

⁵ Dans la présente étude, la 'tension' désigne l'écart entre les valeurs extrêmes d'une série de prix.

accordée dans la plupart des Etats membres, au chauffage électrique par accumulation et au chauffage au gaz. Cette situation se justifie par la nécessité de moduler les tarifs dans le but d'écarter les pointes de consommation et d'atteindre à un étalement de la demande favorable à une diminution des coûts. On observe toutefois des différences considérables dans cette préférence d'un Etat membre à l'autre et les conditions locales de concurrence sur les marchés du chauffage ne suffisent pas à les justifier. En effet, une

comparaison dans le temps des prix de l'énergie utile (toutes taxes comprises) indique que le prix du gasoil domestique, du gaz naturel et de l'électricité à usage de chauffage évoluent dans les Etats membres, indépendamment les uns des autres, suivant des causes qui leur sont propres (voir tableau A ci-dessous). Ceci semble indiquer que les lois du marché pourraient être relativement inopérantes sur le marché du chauffage.

Tableau A

Comparaison entre les prix de l'énergie utile (toutes taxes comprises)
 Consommation domestique: ECU/GJ (PCI) gasoil chauffage = 100
 Gaz naturel (125.6 GJ/an)*
 au 1er janvier de chaque année

EUR 12

	B	DK	DE	EL	ESP	FR	IRL	IT	L	NL	P	UK	Moyenne
1973	152.5	-	197	-	-	192.1	-	147	89.68	94.39	-	143.2	146.9
1978	128.4	-	166.2	-	-	107	-	119.2	-	83.35	-	75.15	106.6
1979	114.4	-	128.1	-	-	105.8	-	95.69	101.2	87.30	-	76.50	91.93
1980	78.66	153	78.02	-	-	93.11	183.7	83.71	68.78	59.62	-	52.33	68.51
1981	85.66	154.8	98.41	-	-	86.65	218.2	94.71	76.18	68.56	-	55.44	79.59
1982	97.88	132.3	104.2	-	-	90.30	221.7	79.39	92.98	67.06	-	55.74	80.42
1983	104.3	142.6	109.2	-	-	83.00	107.1	87.89	84.53	74.06	-	60.07	84.16
1984	103.3	143.7	101.5	-	-	91.25	112.2	93.05	86.36	74.28	-	69.66	89.36
1985	108.8	127.5	96.43	-	-	91.82	102.6	85.85	98.79	75.11	-	62.54	83.57
1986	126.9	131.3	130	-	123.1	101	126.9	94.69	99.36	92.03	-	75.50	96.86
1987	141.8	90.35	118.1	-	137.3	99.20	134.5	80.96	104.9	81.27	-	106.3	94.78
1988	162.2	106.1	157.5	-	137.3	104.3	115.7	82.07	91.30	93.37	-	116.7	106.4
1989	144.9	112.6	127.2	-	148.7	98.44	140.3	92.40	79.52	75.76	-	136.6	103.1
1990	144.9	138.2	126.1	-	142.5	85.02	128.1	77.76	81.84	77.52	-	101.5	91.35

* Espagne: gaz naturel et gaz d'usine
 Gaz d'usine pour Irlande (année < 1986), Danemark et Portugal.

Electricité (13000 kWh/yr) 1: au 1 janvier
 2: au 1 juillet

	B	DK	DE	EL	ESP	FR	IRL	IT	L	NL	P	UK	Moyenne
1973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	320.2	-	253.1	-	-	220.5	168.5	-	-	297.2	-	163.6	189.6
1979	277.8	232.2	198.7	-	-	219.4	167.5	-	-	258	-	156.8	169.2
1980	188.9	153.4	119.1	116.3	-	181	142	-	137.5	180	-	119.3	115.9
1981	179.9	184.3	126	136.9	-	148	154.2	-	112.9	178.8	-	130.5	121.9
1982	168.6	167	127	137.3	-	141.9	157.6	-	122.4	184.7	-	114.6	116.1
1983	186.5	157.7	141.3	119.3	-	133.9	129.7	-	124.8	201.4	-	107.1	114.8
1984	172	144.9	143.3	134	-	154.4	138.7	-	147.6	183.9	-	118.8	120.4
1985	172.1	142.9	132	127.6	-	143.9	134.9	-	146.2	182.4	-	109	111.6
1986-1	198	149.1	177.5	135.1	137.1	170.9	138.3	-	149	203.3	-	129.1	141.1
1986-2	388.1	185.9	394.3	147.7	165.6	267.3	206.3	-	313.4	353	-	220.2	228.1
1987-1	291.1	133	263.7	169.4	204.5	206	182.2	-	295	194.2	-	164.1	170.5
1987-2	282.8	132.8	304.9	190	212.6	227.5	155.3	-	272.4	215.4	-	183.3	186.1
1988-1	341.9	148.7	362.2	186.8	212.6	234.9	156.9	-	285.8	218.2	-	196.3	196.5
1988-2	323.7	153.3	372.9	198.2	229.9	237.7	185.3	-	298.9	205.3	-	242.2	205.4
1989-1	316.8	149.3	295.3	198.2	229.9	232.8	190.1	-	281.5	183.8	-	234.4	185.1
1989-2	320.4	160.3	303.2	198.2	219.5	227.4	183.4	-	274.3	200.9	-	255.2	184.2
1990-1	299.5	158.4	258.2	224	219.5	192	157.6	-	231.6	173.4	-	180.1	157.1
1990-2	370	173.5	299.5	191.4	232.7	245.1	206.2	-	279.8	213.6	-	256.3	183.7

Les moyennes sont pondérées suivant la consommation de l'année en cours sauf pour 1989 et 1990 qui suivent celle de 1988.

Source: EUROSTAT-Prix de l'énergie, 1978-1990 thème 4, série D: Etudes et analyses: p. 116.

CAS DES TARIFS INDUSTRIELS

Un autre domaine d'investigation concerne le niveau relatif des prix à l'industrie dans la Communauté où on observe de grandes différences que les conditions économiques très variées que l'on peut rencontrer dans la Communauté, ne justifient pas toujours.

Ici également, une comparaison des prix de l'énergie utile (hors TVA et taxes déductibles) indiquent que les prix respectifs du fuel oil résiduel, du gaz naturel et de l'électricité à usage industriel évoluent de manière autonome, évolution dans laquelle la concurrence ne pourrait jouer qu'un rôle tout à fait marginal.

Tableau B
Comparaison entre les prix de l'énergie utile (hors TVA et taxes déductibles)
Consommation industriel: ECU/GJ (PCI)
Fuel-oil résiduel = 100
Gaz naturel (418600 GJ/an)^{1, 2}
au 1er janvier de chaque année

EUR 12

	B	DK	DE	EL	ESP	FR	IRL	IT	L	NL	P	UK	Moyenne
1973	123.2	-	139.6	-	-	169.9	-	106.8	82.58	132.14	-	211.9	155.3
1978	119.5	-	123.3	-	-	104.7	-	107.8	-	97.16	-	112.9	118.6
1979	138.1	-	138.7	-	-	104	-	103.5	128.7	119	-	127.5	124.4
1980	99.00	-	117.2	-	-	90.54	-	92.52	89.94	96.34	-	120.5	128.7
1981	79.74	-	108	-	-	87.14	-	107.3	82.13	79.67	-	115.2	125.1
1982	132.2	-	145.6	-	-	101.2	-	118.1	145.2	105.1	-	99.21	147.4
1983	119.3	-	150.5	-	-	95.49	-	118	127.3	99.69	-	95.61	143.3
1984	107.9	-	123.2	-	-	82.24	-	107.1	105.5	88.19	-	84.57	128.8
1985	101.6	-	100.8	-	-	88.35	-	112.2	107.9	82.98	-	69.98	119.8
1986	148.5	-	154.1	-	104.5	111.4	-	121.5	150.8	100.4	-	111.9	121
1987	121.7	-	146.1	-	108	95.91	-	107.8	157.1	66.74	-	-	97.01
1988	184.8	-	185.5	-	108	149.3	-	136.4	159.3	101.7	-	-	118.1
1989	150.4	-	149.6	-	112.6	123.7	103.6	115.8	146	69.53	-	179.5	133.1
1990	130.2	-	162.6	-	114.6	110.4	71.10	93.79	142.4	72.49	-	122.4	121.2

1. Espagne: gaz naturel et gaz d'usine.
2. Luxembourg: 41860 GJ.

Electricité (24 GWh/yr) 1: au 1 janvier
2: au 1 juillet

	B	DK	DE	EL	ESP	FR	IRL	IT	L	NL	P	UK	Moyenne
1973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	499.6	-	437.1	-	-	351.4	306.5	430.3	-	493.8	-	353.2	418.5
1979	566.7	-	463.4	-	-	461	302.5	462.1	-	558.9	-	397.9	450.8
1980	366.8	-	285	465	-	272	267.2	320.3	365.8	437	-	288.9	327
1981	274.9	-	239	379	-	232	305	314.6	173.6	315.4	-	306.3	296.1
1982	328.8	-	267	276	-	231	337.2	348.3	236.4	405.2	-	295.3	315.7
1983	319.2	-	282	308	-	222	304.5	384.4	232.2	348.2	-	294	319.9
1984	263	-	253	347	-	199	307.8	344.4	228.4	284.5	-	252.7	292.4
1985	237.5	161	209	267	-	184	256.1	276.5	196.9	253.1	-	201.1	253.7
1986-1	374.5	201	345	282	258.5	251	334.1	397.8	274.4	370.3	334.8	314	318.5
1986-2	849	479	861	321	360.8	426	608.9	801.2	763.9	804.2	438	699.7	574.5
1987-1	522.1	242	516	392	620	365	431.4	557.3	581.9	363.8	564.8	406.8	484.8
1987-2	465	241	688	392	643.5	365	395	534.6	481.2	411.6	558.9	412.1	512.7
1988-1	794	376	813	392	643.5	565	483.8	696.6	603.5	472.9	508.3	570.9	639.6
1988-2	713	405	888	415	672.1	543	486.3	661.7	630.1	459.4	534.2	618.1	651.2
1989-1	708.5	405	705	415	694.5	517	494.7	660.5	564.3	364.9	534.2	648.9	625.7
1989-2	563	382	709	415	649.7	462	438.6	541.9	451	387.8	558.6	552.8	569.1
1990-1	534.3	306	599	469	575.1	445	409.8	459.2	431.5	312.3	496.5	522.6	508.8
1990-2	834	591	889	516	939.4	653	629.3	523.6	560.8	453.1	558.4	773.7	693.8

Les moyennes sont pondérées suivant la consommation de l'année en cours sauf pour 1989 qui 990 qui suivent celle de 1988.
 Source: EUROSTAT-Prix de l'énergie, 1978-1990 thème 4, série D: Etudes et analyses: p. 118.

ÉCARTS DE PRIX ET M.I.E.

De tout temps, il y a eu des différences dans les tarifs industriels entre les Etats membres. Cependant, le phénomène de la délocalisation industrielle provoquée par des tarifs trop élevés est demeuré relativement limité. Il faut craindre qu'avec l'abolition des frontières, le maintien de différences excessives entre les tarifs ne provoquent un développement de ce phénomène. La libéralisation des secteurs de l'électricité et du gaz proposée par la Commission, en entraînant l'élimination des distorsions et une convergence accrue entre les tarifs, permettra de l'éviter.

LA MÉTHODE

LE CONTEXTE

L'analyse se fonde sur les prix publiés par Eurostat, en application de la directive 'transparence' pour les prix à l'industrie et sur base des tarifs publics pour les prix du secteur domestique.

Si les prix **aux foyers domestiques** sont demeurés en dehors du champ de la directive, c'est parce que les tarifs domestiques font généralement l'objet d'une publicité qui assure automatiquement leur transparence.

Toutefois, la transparence n'atteint toujours pas les **modes de formation des prix et des tarifs** qui sont en grande partie liés à l'affectation des coûts à l'intérieur des entreprises. Cette transparence ne serait pas nécessaire si les marchés étaient concurrentiels; en effet, sur de tels marchés, les prix reflèteraient les coûts car les fournisseurs se négocieraient à leur prix de marché et une bonne transparence des prix serait suffisante.

Compte-tenu des carences de la concurrence sur le marché des énergies transportées par conduites, la recherche d'une transparence des modes de formation des prix et des tarifs demeure nécessaire.

La faible interpénétration des marchés à l'intérieur de la Communauté et l'absence de concurrence à l'intérieur des marchés nationaux respectifs de l'électricité et du gaz sont mises en évidence par les **grands écarts de prix** que l'on observe à l'intérieur de la Communauté entre

- les prix aux foyers domestiques et les prix à l'industrie,
- les prix pour le chauffage et ceux d'enlèvements équivalents résultant de l'application d'autres tarifs,
- les prix hors taxes et toutes taxes comprises tant en foyers domestiques qu'en industrie pour le gaz et pour l'électricité.

Ces écarts de prix sont la conséquence des différences de structure entre les tarifs pratiqués. A

leur tour, ces différences de structure tarifaire sont liées aux différences des conditions locales de concurrence, provoquées par la fragmentation des marchés, ainsi que des conditions économiques d'exploitation propres à chaque secteur national. C'est toutefois, le plus fréquemment dans des interventions des pouvoirs publics motivées par des problèmes de sécurité d'approvisionnement et des préoccupations économiques, financières, sociales et d'environnement que réside la cause essentielle de ces distorsions.

Les **conditions économiques d'exploitation** concernent principalement

- l'accès aux matières premières pour l'électricité,
- la composition du parc de production et
- la localisation des centrales,
- le niveau d'interconnexion,
- la densité relative du maillage du réseau de transport,
- la répartition de la clientèle.

L'**intervention des pouvoirs publics** est liée au type d'organisation du secteur. On observe de nombreuses variantes qui vont des systèmes ouverts, fondés sur la libre concurrence aux systèmes fermés, monopolisés par l'Etat avec, entre les deux, des systèmes mixtes qui tolèrent la propriété privée des installations de production ou des infrastructures de transport, dans le cadre d'un contrôle plus ou moins strict des pouvoirs publics, tolérant un niveau plus ou moins élevé d'intervention.

Des contraintes étrangères aux facteurs que nous venons de voir, sont à l'origine des divergences que l'on constate dans **l'évolution dans le temps** des prix et des tarifs entre les différents Etats membres.

Ces contraintes sont principalement la variabilité des monnaies provoquée par l'inflation et les changements dans la fiscalité. Ces divergences proviennent aussi de l'évolution des conceptions des autorités de tutelle en matière tarifaire, à l'origine de la plupart des **subventions croisées** que l'on peut observer dans les Etats membres.

L'OBJECTIF

La présente analyse se concentre sur les prix, laissant de côté les autres aspects du contexte économique global et de celui de l'entreprise, en particulier, l'affectation de la recette qui concerne la répartition des coûts et leur couverture.

En pratique, elle consistera, à:

- examiner la tension entre les prix relevés, autant que faire ce peut, à la même date, d'un consommateur moyen non subventionné en foyers domestiques et du plus grand consommateur industriel dont le prix nous soit connu par les enquêtes de l'O.S.C.E.,

- déterminer le niveau de préférence accordée au chauffage par rapport à une fourniture équivalente en industrie, et en foyers domestiques, tant en électricité qu'en gaz,
- mettre en évidence la tension entre les prix industriels et les écarts de prix à l'industrie dans les Etats membres et entre eux ainsi que l'influence de la taxation indirecte sur le niveau des tarifs industriels.

L'INSTRUMENT D'ANALYSE

QUELS PRIX?

Selon l'objectif poursuivi, l'instrument d'analyse ne sera pas la même. C'est ainsi qu'on utilisera:

- les **prix hors taxes, en monnaie nationale** pour examiner la tension entre les prix en foyers domestiques et en industrie; **hors taxes**, afin de neutraliser l'effet perturbateur de la fiscalité sur les comparaisons de prix et de se rapprocher le plus possible des coûts de l'industrie; **en monnaie nationale** parce qu'il ne s'agit pas de comparer les Etats membres, entre eux mais d'examiner la situation à l'intérieur de chacun d'entre eux.

Le même instrument servira pour déterminer le niveau de la préférence tarifaire en faveur du chauffage,

- les **prix hors taxes et taxes incluses** (lorsqu'elles existent) **hors TVA en ECUS** pour comparer les secteurs industriels des Etats membres entre eux et parce que les différences en unités monétaires peuvent inciter un industriel à se délocaliser; il faut en outre, pouvoir mesurer cette incitation; **taxes incluses** pour mettre en évidence les distorsions qui subsistent dans la fiscalité indirecte, même après neutralisation de la TVA.

QUELS CONSOMMATEURS?

Toutes ces comparaisons se basent sur les statistiques publiées par Eurostat et on se reportera aux publications de prix d'Eurostat pour les aspects techniques et les définitions des consommateurs types, des taux de change et des unités utilisés.

LES CONSOMMATEURS TYPE

Electricité

Pour les **foyers domestiques (F.D.)**, on a utilisé les consommateurs type suivants:

Dd: prix au 1er janvier 1991, correspondant à un enlèvement de 7.500 kWh/an dont 2.500 kWh en tarif nuit avec une puissance souscrite entre 6 et 9 kW; consommateur moyen représentatif et ne bénéficiant pas d'un tarif 'social'.

De: prix au 1er janvier 1991, correspondant à un enlèvement de 20.000 kWh/an dont 15.000 kWh en tarif réduit nuit et une puissance souscrite minimum de 9 kW en **chauffage intégral électrique**.

Pour l'**industrie, (IND)** les consommateurs types choisis pour les comparaisons sont:

Ic: prix au 1er janvier 1991, correspondant à un enlèvement de 160.000 kWh/an, pour une puissance maximale appelée de 100 kW et une durée maximale annuelle de 1600 h.

A défaut des consommateurs Ia et Ib où des lacunes subsistent dans les séries, on a choisi le consommateur immédiatement supérieur pour lequel on disposait d'une information de prix complète, soit Ic.

Ii: prix au 1er juillet 1991, correspondant à un enlèvement de 70.000.000 kWh/an, pour une puissance maximale appelée de 10.000 kW et une utilisation annuelle de 7.000 h.

Ce consommateur a été préféré aux prix-repères qui nécessitent encore une mise au point, comme indiqué dans l'introduction.

Gaz naturel - Foyers domestiques

D2: prix au 1er janvier 1991, correspondant à un enlèvement de 16,74 GJ (4.650 kWh) cuisine et eau chaude (deux usages).

D3: prix au 1er janvier 1991, correspondant à un enlèvement de 83,7 GJ (=23.260 kWh), cuisine, eau chaude et chauffage central (trois usages).

Gaz naturel - Industrie

I1: prix au 1er janvier 1991, correspondant à un enlèvement de 418,6 GJ (=116.300 kWh) sans prescription de modulation.

I5: prix au 1er juillet 1991, correspondant à un enlèvement de 4.186.000 GJ (=1.163 GWh), 330 jours et 8.000 h.

RÉSULTATS DE L'ANALYSE

Six graphiques (trois pour l'électricité et trois pour le gaz naturel) reprennent graphiquement les résultats des comparaisons prévues au point II.2 ci-dessus. Chaque tableau est accompagné de commentaires qui développent les constatations les plus importantes.

GRAPHIQUE 1
ELECTRICITÉ - TENSION ENTRE LES PRIX
HORS TAXES EN FOYERS DOMESTIQUES ET
INDUSTRIE

Faute de disposer pour les deux marchés de séries complètes à la même date, soit au 1er janvier 1991, soit au 1er juillet 1991, on a été obligé de relever les prix en FD au 1er janvier et en IND au 1er juillet. Sauf exception, cette différence de date ne devrait pas influencer les coefficients de tension.

Sur les 26 places étudiées, la tension la plus élevée correspond à l'Italie (x 3,1), la plus basse à Hanovre (x 1,2) suivie du Portugal (x 1,3). Les valeurs médianes correspondent à Düsseldorf (x 1,64) et au Westlich Gebiet (x 1,69).

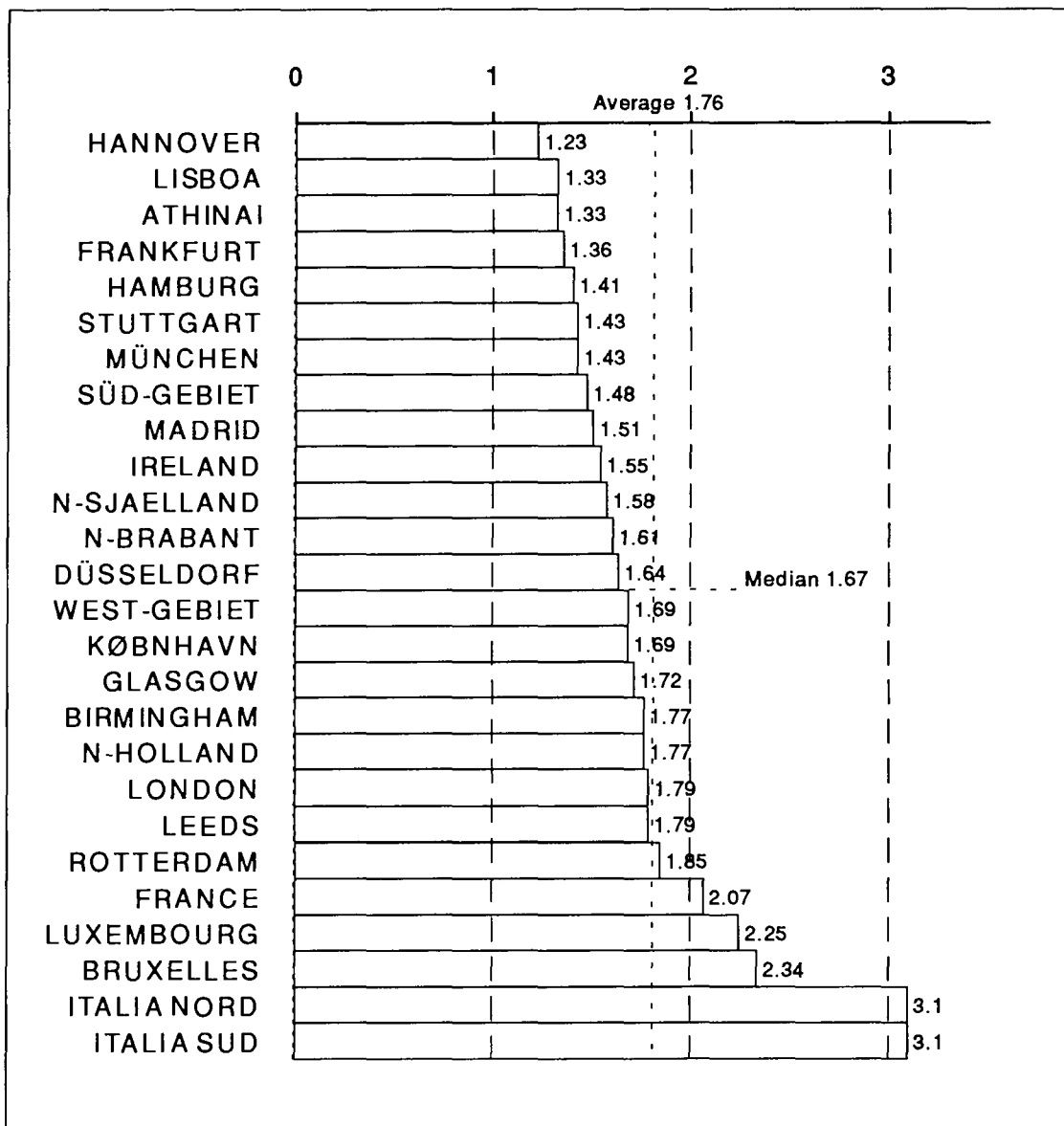
L'Italie, la Belgique, le Luxembourg et la France dépassent le coefficient x 2; Francfort, le Portugal et la Grèce ont par contre des coefficients particulièrement bas (de x 1,23 à x 1,36); l'Espagne, l'Irlande et le Danemark occupent une position proche de la médiane (x 1,51 à x 1,58); le Royaume-Uni et les Pays-Bas occupent tous deux une position supérieure à la moyenne (x 1,72 à x 1,85).

Notons que plusieurs Etats membres accordent des subventions tarifaires pour raisons sociales aux plus petits consommateurs d'électricité (Belgique et Italie), subventions qui n'apparaissent pas dans les tableaux.

Le fait de calculer la tension entre d'autres consommateurs types entraîne des variations mais ces variations n'altèrent pas les conclusions ci-dessus, de manière significative.

Graphique 1
Communauté: Prix de l'électricité

Coefficient de tension entre consommateur domestique (7.500 kWh/an) au 1.1.1991 et consommateur industriel (70 GWh/an) au 1.7.1991.
(à partir des monnaies nationales hors T.T.)



GRAPHIQUE 2
ELECTRICITÉ - COMPARAISON ENTRE
LES PRIX PAYÉS PAR LE
CONSOmmATEUR INDUSTRIEL LE PLUS
IMPORTANT (Ii) EN ECUS/100 KWH AU
1ER JUILLET 1991.

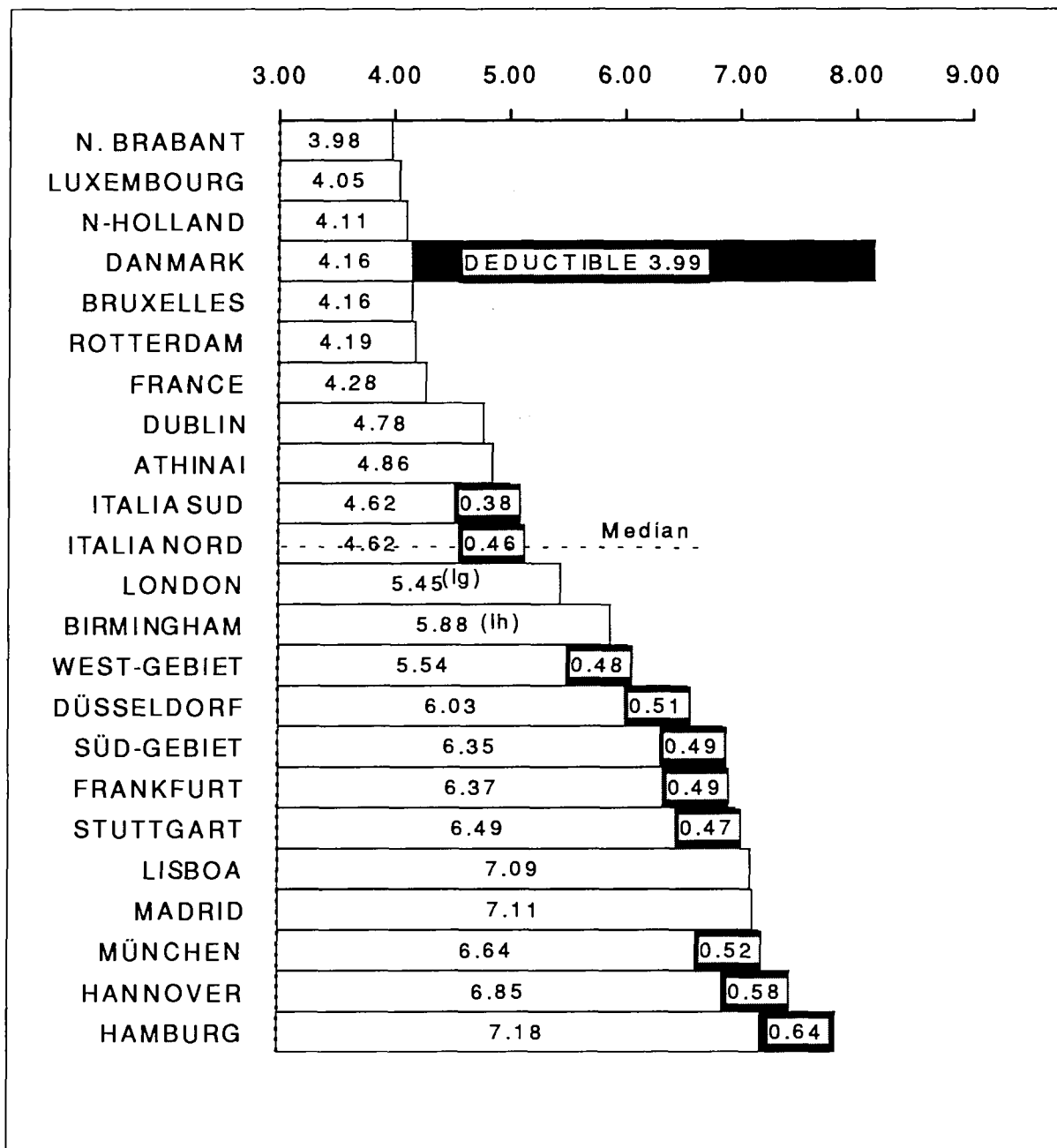
La directive 'transparence' a permis d'obtenir une série complète pour Ii, sauf pour le Royaume-Uni où s'applique la règle de la confidentialité. Cependant, la position indiquée pour le Royaume-Uni entre l'Italie du Nord et le Westlich Gebiet n'aurait pas été substantiellement différente si on avait eu les prix pour Ii au lieu des prix qui figurent sur le graphique. Entre le prix le plus bas (Noord Brabant) et le prix le plus élevé (Hambourg), on passe de ECU 3,98 à ECU 7,82, soit une différence de ECU 3,84s. Cet écart du simple au double accentué en Allemagne par le Kohlepfennig (ECU 0,64 à Hambourg) entre deux places distantes de moins de 400 km est particulièrement éclairante du cloisonnement des marchés.

Si on rapproche les graphiques 1 (tension FD/IND) et 2 (prix IND) on peut présumer que les **prix industriels bénéficient d'une subvention croisée lorsqu'à un prix bon marché correspond une tension élevée**. C'est le cas de l'Italie, des Pays-Bas, du Luxembourg, de la Belgique et de la France.

Lorsqu'à un prix industriel élevé correspond une tension faible, on a affaire soit à une structure de coûts peu compétitive, soit à une position monopolistique, tous les prix étant très élevés: c'est le cas au Portugal, en Espagne, en Grèce et sur les places allemandes à l'exception notable de Düsseldorf et du Westlich Gebiet.

Avec des prix industriels bas ou moyens et une tension proche de la médiane, le Danemark, l'Irlande et le Royaume-Uni présentent les structures tarifaires les plus équilibrées, avec Düsseldorf et le Westliche Gebiet pour l'Allemagne.

Graphique 2
Communauté: Prix de l'électricité
Pour un consommateur type II industriel, en ECU/100 kWh taxes incluses, hors TVA
70 GWh/an - 10.000 kW max - 7000 h
au 1.7.1991
(les taxes en ALL et IT sont indiquées en grisé)



GRAPHIQUE 3
ELECTRICITÉ - PRÉFÉRENCE TARIFAIRE
EN FAVEUR DU CHAUFFAGE ÉLECTRIQUE
PAR ACCUMULATION

Cette pratique est générale dans tous les Etats membres à l'exception du Danemark (qui favorise le chauffage collectif à distance) et de l'Italie (dont les ventes de plus de 10.000 kWh en F.D. sont insignifiantes).

Cette préférence s'exerce vis-à-vis des consommateurs domestiques relevant d'autres catégories tarifaires. Pour la comparaison, on a pris le consommateur Dd (le plus proche de De, dans les séries publiées par l'O.S.C.E.)

Par rapport au consommateur type Dd, cette préférence est la plus élevée à Stuttgart et à Munich (41%) suivies de Hambourg (40%).

Contrairement à une idée reçue, en France, elle n'est que de 20%.

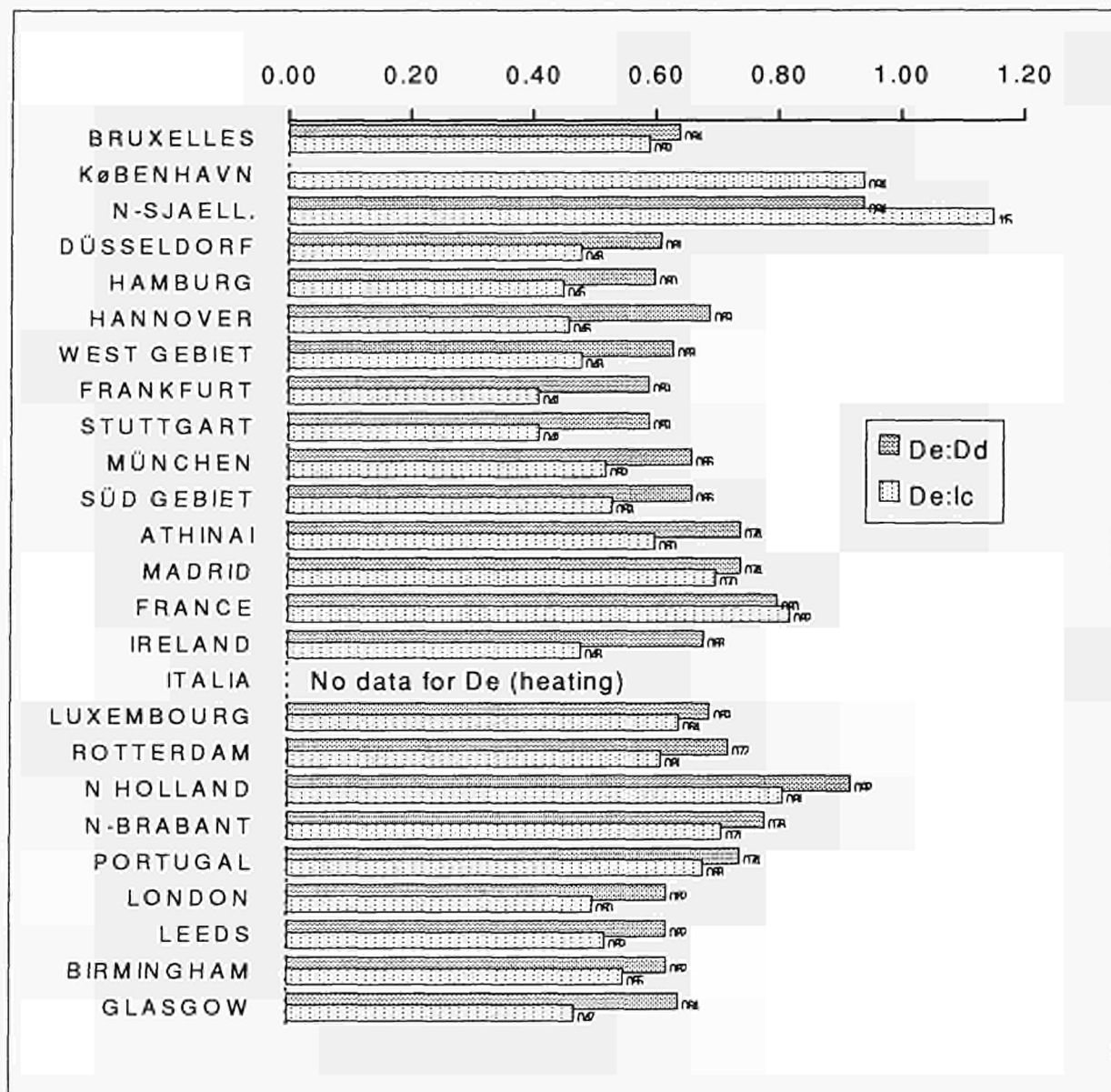
Elle s'exerce de manière encore plus sensible vis-à-vis des consommateurs industriels.

Par rapport au consommateur type Ic (160.000 kWh), cette préférence atteint 59% à Francfort et à Stuttgart.

Hormis au Danemark et en Italie où la préférence vis-à-vis de l'industrie n'existe pas, c'est en France qu'elle est la plus faible (18%).

Graphique 3

Communauté: Préférence tarifaire en faveur du chauffage électrique par accumulation par rapport aux consommateurs Dd et industriels Ic les plus proches, exprimée en pourcentage (d'après les prix en monnaie nationale au 1.01.1991)



GRAPHIQUE 4
GAZ NATUREL - TENSION ENTRE LES
PRIX HORS TAXES EN MONNAIE
NATIONALE POUR UN CONSOMMATEUR
DOMESTIQUE (TYPE D2) ET LE
CONSOMMATEUR INDUSTRIEL LE PLUS
GRAND FIGURANT DANS L'ENQUÊTE DE
L'EUROSTAT (15)

Contrairement à l'électricité, nous avons ici la série complète en industrie au 1er janvier 1991, ce qui permet d'obtenir des coefficients homogènes dans le temps.

Le consommateur choisi pour F.D. (D2 = 16,74 GJ/an: deux usages) l'a été sur la présomption qu'il ne bénéficie pas d'un tarif social susceptible de diminuer artificiellement la tension (excepté en Italie, jusqu'à Rome).

Lorsqu'en industrie, on n'a pas d'indication de prix pour I3 à la date du relevé on a pris l'indication de prix immédiatement inférieure soit I4-2 (I3-2 pour Strasbourg).

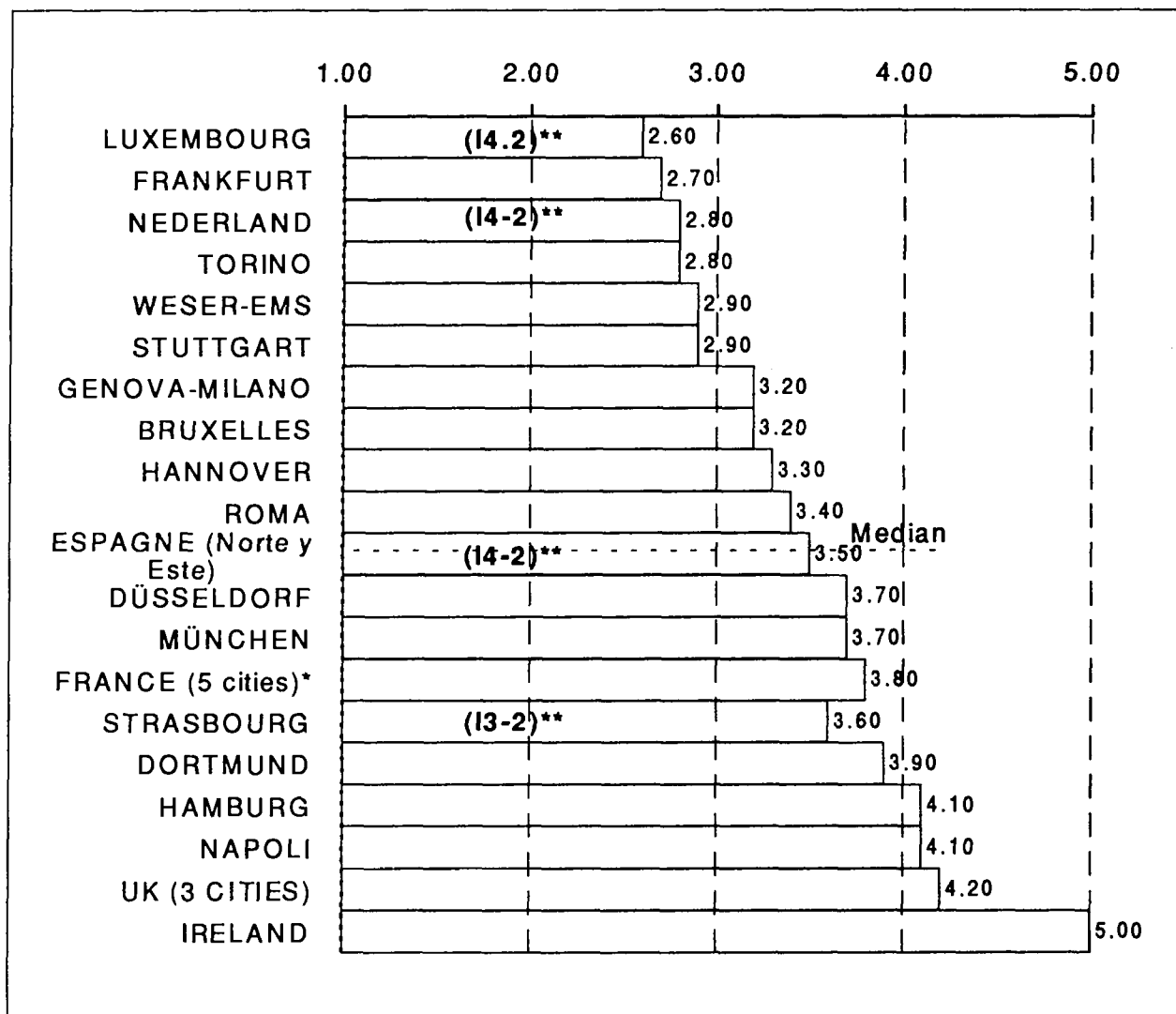
La tension des prix atteint son maximum à Dublin (x 5), suivi du Royaume-Uni (x 4,2). Naples et Hambourg (x 4,1). Elle atteint son minimum à Luxembourg (2,6), Francfort (2,7), Pays-Bas (2,8). Toutefois, à Luxembourg et aux Pays-Bas, on ne connaît pas le prix pour I5; conformément à la dégressivité, ce prix doit nécessairement être plus bas et par conséquent, la tension plus élevée que celle indiquée. A ce moment, c'est à Torino qu'on relève la tension la plus basse (x 2,8) avec le Weser-Ems et Stuttgart (x 2,9). C'est par conséquent en Allemagne et en Italie qu'on observe les tensions interrégionales les plus fortes puisqu'on y observe à la fois les tensions les plus basses et les plus élevées. En Italie, les tarifs à l'industrie font l'objet d'une péréquation nationale, les prix à l'industrie sont les mêmes sur toute l'étendue du territoire national; c'est donc du côté des FD que se situe la cause de la dispersion. En France, en Espagne et dans les villes allemandes de Düsseldorf et de Munich, on se rapproche de la médiane.

Par rapport à l'électricité (tension de 1,23 à 3,10) la tension en gaz naturel (2,7 à 5,0) est pratiquement deux fois plus importante mais la variation est moindre.

Notons en Belgique, l'existence d'une subvention tarifaire en faveur des plus petits consommateurs domestiques, subvention qui pour des raisons méthodologiques n'apparaît pas dans les tableaux.

Comme pour les prix de l'électricité, le fait de calculer la tension entre d'autres consommateurs-type entraîne des variations mais ces variations n'altèrent pas les conclusions ci-dessus de manière significative.

Graphique 4
Communauté: Prix du Gaz
Coefficient de tension entre consommateur domestique
(type D2, deux usages, non-subsventonné - 16,74 GJ/an)
et consommateur industriel (type I5 - 4.186.000 GJ/an 330 j - 8.000 h)
(ou immédiatement inférieur par défaut)
hors toutes taxes - au 1.01.1991 - (à partir des monnaies nationales)



Manquent: Portugal et Danemark (gaz d'usine)

Grèce: pas de gaz

(*) Différences négligeables entre les villes de l'échantillon

(**) Consommateur industriel immédiatement inférieur pour lequel on a un prix

GRAPHIQUE 5 GAZ NATUREL

A. COMPARAISON ENTRE LES PRIX TAXES INCLUSES, HORS TVA POUR LE CONSOMMATEUR TYPE INDUSTRIEL I5, EN ECUS/GJ, AU 1ER JUILLET 1991

(I5 = 100 à 120 millions de m3, selon le P.C.S. du gaz;

I4 = 10 à 12 millions de m3).

La comparaison porte sur six pays seulement: les quatre pays qui ont communiqué ce prix en application de la directive transparence (France, Allemagne, Royaume-Uni et Pays-Bas); on y a ajouté les prix pour l'Irlande et l'Italie au 1er janvier 1991 car leur position relative dans la série n'a pas varié au 1er juillet 1991 par rapport au 1er janvier 1991.

L'échelle des prix pour I5 entre le prix le plus bas et le prix le plus élevé de l'échantillon s'élève à 2,34. Cependant, si on élimine les extrêmes (Stuttgart et Francfort), les prix sont contenus dans une fourchette relativement étroite (2,13 à 3,31), ce qui indique l'existence d'une concurrence limitée à ce niveau de consommation.

La valeur médiane correspond à Lille (ECU 2,55) à l'intérieur de la fourchette indiquée pour la France.

B. COMPARAISON POUR LE CONSOMMATEUR TYPE INDUSTRIEL I4-2 TAXES INCLUSES, HORS TVA AU 1.07.91

En abaissant le seuil des quantités, on permet l'introduction de quatre Etats membres de plus que dans la comparaison précédente: la Belgique, le Luxembourg, l'Italie et l'Espagne. Dans ces quatre Etats membres, le prix indiqué résulte de l'application d'un tarif national et on n'y observe pas de variations régionales.

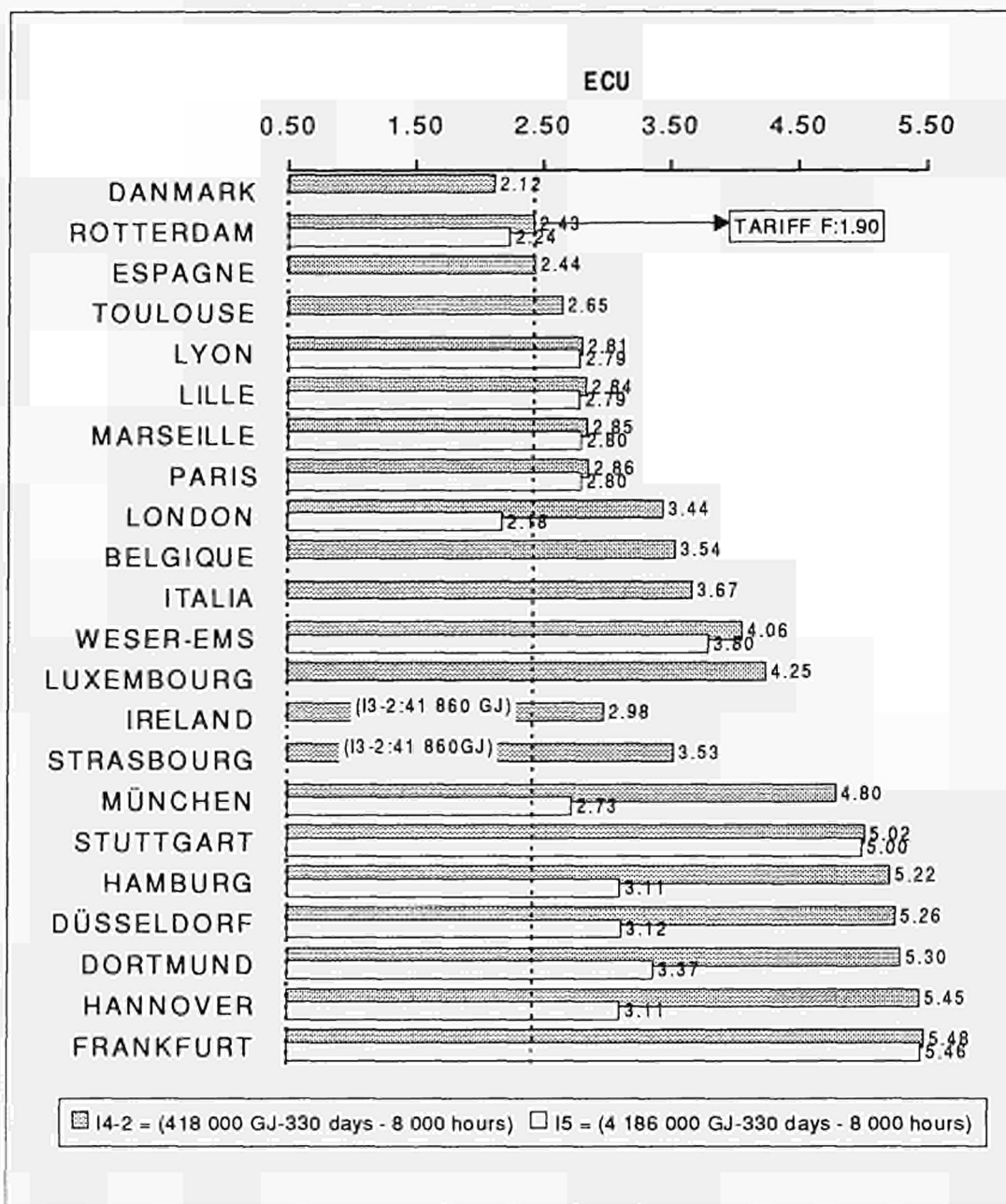
Pour l'ensemble de l'échantillon, l'Espagne affiche le **prix le plus bas** (ECU 2,44), prix pratiquement aligné sur les Pays-Bas (ECU 2,43) malgré des conditions d'approvisionnement nettement moins favorables. Ils sont suivis par l'Irlande (ECU 2,60, au 1er janvier 1991: prix unique pour tout enlèvement à partir de 418.600 GJ/an, quelle que soit la modulation).

Les **prix les plus élevés** sont relevés à Luxembourg (ECU 4,25) et dans les villes allemandes où l'éventail des prix dans cette catégorie de prélèvement se resserre considérablement, comparé à I5, soit 14% d'écart seulement (ECU 4,80 à Munich à ECU 5,48 à Francfort) si on excepte le Weser-Ems (ECU 4,06).

Les autres Etats membres occupent des **positions intermédiaires**: France (ECU 2,81 à 2,86) hors Strasbourg (non communiqué); Royaume-Uni (ECU 3,44), Belgique (ECU 3,54) et Italie (ECU 3,67).

Note: pour les Pays-Bas, on a ajouté le prix correspondant au tarif F appliqué aux utilisateurs industriels de gaz naturel à usage de matière première, pour des enlèvements de 500 millions de m3/an, 90% de charge, en interruptible.

Graphique 5
Communauté: Prix du Gaz Naturel à l'Industrie
Comparaison entre les consommateurs type I5 et I4-2
(taxes non déductibles incluses-hors tva, au 1.7.1991, en Ecu/GJ
(excepté Portugal et Grèce)
(les taxes non déductibles sont indiquées en hachuré)



GRAPHIQUE 6
GAZ NATUREL
INTENSITÉ DE LA DÉGRESSIVITÉ
TARIFAIRE ENTRE LE PRIX D'UN
CONSOmmATEUR MOYEN EN CHAUFFAGE
AU GAZ NATUREL ET UN CONSOmmATEUR
DOMESTIQUE 'DEUX USAGES', D'UNE
PART, ET UN PETIT CONSOmmATEUR
INDUSTRIEL
(418,6 G-J/AN) D'AUTRE PART

La comparaison est faite à partir des monnaies nationales, hors toutes taxes, au 1er janvier 1991. A cette date, le Danemark n'avait pas encore le gaz naturel, raison pour laquelle ce pays manque dans la comparaison.

La préférence tarifaire est maximale au Luxembourg (-55,2%) par rapport au consommateur domestique choisi. Elle est carrément négative dans presque toute l'Italie. 10 lectures, soit la moitié de l'échantillon se situent entre une préférence de 37,5 et de 42,2% soit dans un écart très faible.

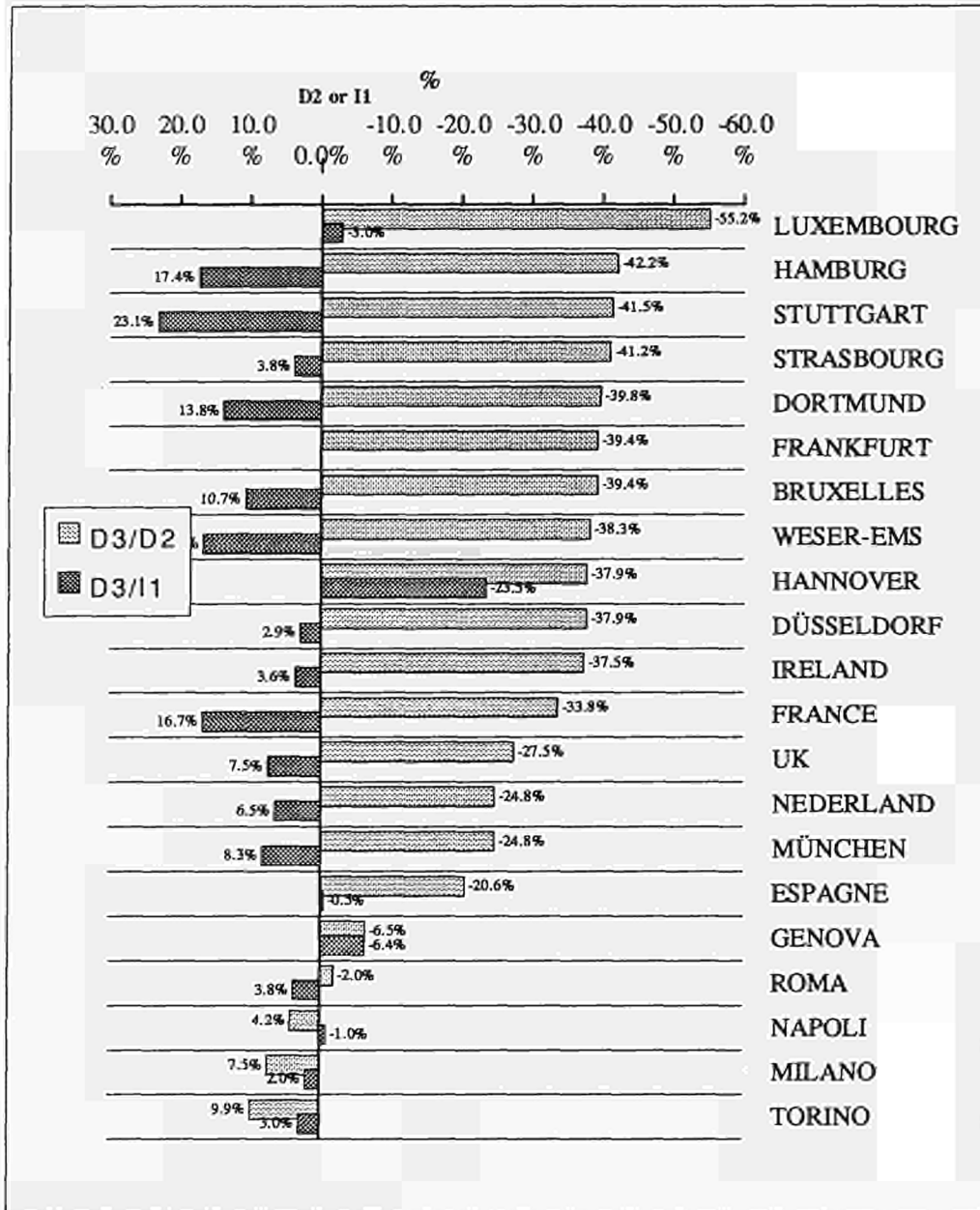
Si l'on compare la préférence tarifaire gaz/électricité, le gaz est nettement avantagé en France (-33,8) contre -20% pour l'électricité, au Luxembourg (-55,2 contre -31) et en Irlande de (-37,5 contre 32).

Par contre, on observe le phénomène inverse à Munich -41 en faveur du chauffage électrique contre -24,8 pour le gaz, au Royaume-Uni (-38 contre -27,5) et en Espagne (-26 contre -20,6). Dans les autres places pour lesquelles on dispose des deux informations, (soit Stuttgart, Hambourg, Düsseldorf, Bruxelles et les Pays-Bas), il existe une préférence du même ordre de grandeur relatif pour les deux modes de chauffage.

Contrairement à l'électricité où la préférence jouait aussi vis-à-vis du consommateur industriel, la dégressivité tarifaire en gaz naturel est normale et le consommateur industriel paye en moyenne 5% moins cher que le consommateur 'chauffage', sauf à Luxembourg, en Espagne, en Italie et à Hanovre (23,5% plus cher).

Graphique 6
Communauté:Gaz Naturel

Dégressivité des prix entre un consommateur D3 (83,7 GJ trois usages) et un consommateur D2 (16,74 GJ deux usages) d'une part et un consommateur industriel I1 (418.6 GJ) au 1.1.1991, de l'autre



Manquent: Danemark et Portugal = gaz d'usine
Grèce: Pas de distribution de gaz
En hachure: Les plages de recouvrement entre prix

SOURCES

1. Prix de l'électricité et du gaz aux **consommateurs de l'industrie**:
EUROSTAT - '*Statistiques Rapides*': Energie et industrie: No 1991/20; 1992/3; 1992/18 (prix de l'électricité); No 1991/19; 1992/4; 1992/17 (prix du gaz)
2. Prix aux **foyers domestiques**:
EUROSTAT - Prix de l'électricité, 1985-1991
EUROSTAT - Prix du gaz, 1985- 1991,
(dans la Série C: Etudes et analyses - Thème 4: Energie et industrie)
3. Prix des **produits pétroliers**:
EUROSTAT: Prix de l'énergie, 1978-1990 (Série D, Thème 4)

Ces publications sont en vente à l'Office des publications officielles des Communautés européennes à Luxembourg.

Pour de plus amples renseignements, veuillez contacter:

M. G. Dechamps Commission des Communautés Européennes Direction-Générale de l'Energie Rue de la Loi 200 B-1049 Bruxelles Tél. (32-2) 296.02.26 Fax (32-2) 295.01.50
--

EL MERCADO DEL PETRÓLEO Y LA INDUSTRIA DEL REFINO EN LA COMUNIDAD: EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS

Peter Thompson, DG XVII

Unidad de hidrocarburos

A medida que llega a su fin el período de racionalización que ocupó a la industria comunitaria del refino durante 15 años, en el cual la capacidad de destilación primaria se redujo más del 40% hasta alcanzar los 582 millones de toneladas en 1991, el reto que ha de afrontar la industria en la próxima década consistirá en seleccionar las tecnologías más adecuadas y tomar las decisiones correctas en materia de inversiones a fin de satisfacer normas ambientales cada vez más exigentes. Dichas necesidades de inversión, calculadas en decenas de miles de millones de ecus, resultarán difíciles de financiar en un contexto de escasos márgenes de refino y, en ocasiones, incluso negativos. En este breve artículo, que resume y destaca partes de la Comunicación de la Comisión al Consejo 'El mercado del petróleo y la industria del refino en la Comunidad: evolución reciente y perspectivas' (COM(92) 152 final), se analiza el funcionamiento del mercado del petróleo durante la crisis del Golfo, las perspectivas de la oferta y la demanda de petróleo y la industria comunitaria del refino.

CRISIS DEL GOLFO

La invasión de Kuwait por las fuerzas iraquíes el 2 de agosto de 1990 impidió de inmediato que 4 mbd de petróleo llegaran al resto del mundo (aproximadamente el 7% de la demanda mundial). Las iniciativas internacionales promovieron el aislamiento del mercado iracokuwaití mediante un embargo de la ONU (que fue aprobado pocos días después de la invasión),

aunque se compensó rápidamente la falta de petróleo mediante el aumento de la producción de Arabia Saudí, los Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

Los precios de todos los productos aumentaron, siguiendo más o menos los precios del petróleo crudo. Los mercados se mantuvieron inestables durante el período de crisis. Las refinerías de Kuwait, orientadas a la exportación y con una producción de aproximadamente 0,75 mbd, no pudieron abastecer a sus mercados tradicionales del sudeste asiático y el Lejano Oriente. Deberá pasar algún tiempo antes de que estas refinerías vuelvan a funcionar debido a los daños sufridos.

Los diferenciales entre precios del crudo y de los productos y los diferenciales entre petróleos crudos, entre productos y entre mercados distintos **fluctuaron**.

Al principio de la crisis, las **existencias** de los países de la OCDE eran muy elevadas en comparación con lo normal en otros tiempos y adecuadas en el caso de todos los productos principales. Tal situación se daba también en la Comunidad.

A lo largo del conflicto sólo se hizo un uso limitado de los mecanismos oficiales de disminución de las existencias. De hecho, el **11 de enero** de 1991 la Junta de Gobierno del OIE elaboró un **plan de emergencia** consistente en tener 2,5 mbd de petróleo a disposición, poniendo de relieve que cuatro quintos procedían de la disminución de reservas. El otro quinto se obtenía restringiendo la demanda y cambiando de combustible. De cualquier manera, el éxito de la operación militar del 17 de enero hizo que los precios cayeran de aproximadamente 30\$/bbl a 20\$/bbl, con lo que se situaron en el nivel de precios anterior a la crisis y se redujo así el interés de las compañías por aceptar la oferta de compra de las existencias controladas por el gobierno.

Se realizaron una serie de estudios durante y después del conflicto para comprobar si el mercado funcionaba correctamente e investigar si los instrumentos relativamente nuevos en el mercado del petróleo (incluidos los mercados de futuros, a plazo y de valores) habían ocasionado problemas. El

desciframiento de las señales del mercado, incluso a posteriori, no es siempre exacto y, por lo tanto, no es de extrañar que haya diversos puntos de vista.

El punto de vista generalmente aceptado, que es el del asesor contratado por la Comisión para analizar 'el funcionamiento del mercado', y también el del OIE, era que **la industria se había adaptado rápidamente a la crisis, el mercado había funcionado correctamente y los nuevos métodos de comercio habían ayudado a quienes operaban en el mercado.**

El comunicado ministerial del OIE de junio de 1991 declaraba que la evolución libre de los precios del petróleo había desempeñado un papel importante en la reducción de la demanda y había evitado desequilibrios en el abastecimiento de productos, y destacaba la importancia de un mercado que funcione correctamente para hacer frente a una situación de emergencia.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DEL PETRÓLEO

La **demanda mundial** de petróleo crudo, que había crecido constantemente desde 1983, siguió haciéndolo entre 1988 y 1989 (+ 1,7%) y se estancó en 1990 en la cifra de 65,9 millones de barriles diarios (mbd). Se espera que este crecimiento se mantenga particularmente en Extremo Oriente y algunos de los países menos desarrollados, sea moderado en la Comunidad y se estabilice en EE.UU. y Canadá. Es probable que el consumo energético de la antigua URSS registre un crecimiento negativo en un futuro inmediato.

La **oferta mundial** de petróleo crudo aumentó de 64,7 mbd en 1988 a 66,9 mbd en 1990. La producción de la OPEP ascendió de 21,7 mbd a 25,1 mbd durante ese mismo periodo, aumentando así su participación en la producción mundial del 34% a casi el 38%, lo cual sigue estando alejado del máximo histórico del 54% en 1973.

En el periodo comprendido entre 1988 y la invasión de Kuwait por las fuerzas iraquíes en agosto de 1990, los **precios** oscilaron alrededor de 16\$/bbl (barril) dentro de un margen de 3\$. Después de alcanzar en septiembre/octubre de 1990 los 40\$ aproximadamente, los precios volvieron en 1991 más o menos al nivel anterior a la crisis del Golfo, es decir, aproximadamente a los 18-19\$/bbl.

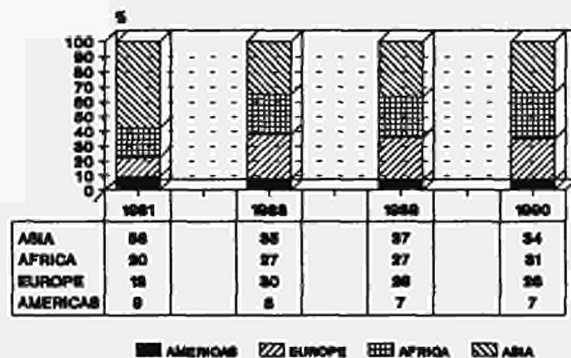
El mercado del crudo es actualmente internacional en el sentido de que los precios se forman a nivel mundial en respuesta a cambios globales en la oferta y la demanda. Por lo tanto, los precios comunitarios siguen a los mundiales. En cambio, el mercado de productos puede considerarse de carácter más regional. Existen centros de precios en Singapur, Nueva York,

Rotterdam y el Mediterráneo y, aun cuando están interrelacionados, tienden a reflejar las características específicas locales. Las especificaciones de los productos difieren de unas zonas a otras, el transporte es relativamente caro (es necesario disponer de buques 'limpios') y no existen precios de mercado 'mundiales' que sirvan de referencia.

Se prevé que el **consumo de energía primaria** en la Comunidad, excluida la antigua RDA, continúe creciendo a un ritmo ligeramente por encima del 1% anual en los próximos ocho o diez años. **El consumo de gas natural crecerá más rápidamente** que el de otras fuentes de energía, probablemente a un ritmo del 2-2,5% anual. Se prevé un crecimiento limitado en el uso de combustibles sólidos y de energía nuclear y de fuentes de energía renovables.

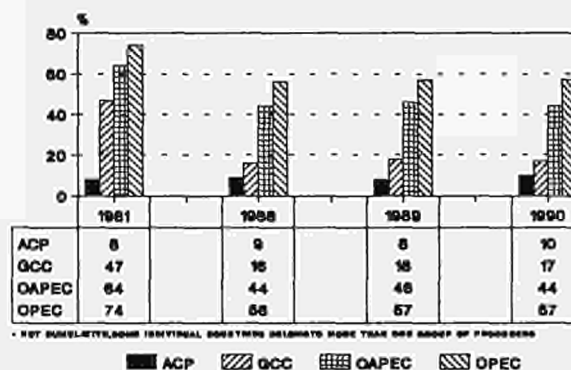
Figure 1

EUR-12 ORIGIN OF OIL IMPORTS BY REGION (THIRD-PARTY COUNTRIES)



SOURCE - EUROSTAT

EUR-12 ORIGIN OF OIL IMPORTS BY GROUP OF PRODUCERS



SOURCE - EUROSTAT

Desde mediados de la década de los 80 ha aumentado la **demanda comunitaria de petróleo**. Ésta, que representa cerca de un 45% de la demanda de energía primaria comunitaria, continuará creciendo, previsiblemente, en términos absolutos,

situándose el índice de crecimiento entre el 0,5 y el 1,0% anual, pero disminuirá ligeramente en términos relativos.

Uno de los aspectos más inciertos respecto a estas proyecciones es el grado de competencia que existirá entre el gas, los combustibles sólidos y el petróleo (y en particular el fuelóleo). Los expertos en gas recomiendan cautela en lo que se refiere a sus posibilidades de crecimiento, sobre todo, porque una serie de proyectos para construir centrales que consuman gas o para reconvertirlas de forma que puedan utilizarlo están todavía en fase de proyecto. De la misma manera, aparte del factor precios, los condicionantes sociales y ambientales de continuar importando y utilizando cantidades cada vez mayores de combustibles sólidos pueden limitar su aportación a la demanda primaria de energía.

Al disminuir la producción comunitaria entre 1986 y 1989 de 149 millones de toneladas a 112 millones de toneladas, aumentó en la misma medida la cantidad absoluta y la proporción de petróleo importado a la Comunidad. Para 1990, las importaciones, que habían descendido en la primera mitad de los años 80, volvieron al nivel de la década anterior (380 millones de toneladas), lo cual equivale a más de un 80% del total de la demanda de petróleo.

La contribución del Reino Unido representa más del 80% de la producción comunitaria y, de esta cantidad, el 98% es de origen marino. El informe Cullen del accidente en la plataforma Piper Alpha, del 6 de junio de 1988, dio lugar a la aplicación de normas de seguridad más estrictas. El efecto combinado de un mejor mantenimiento (por razones operativas y de seguridad) y de una menor producción, dada la mayor madurez de los yacimientos, fue una menor producción en 1989-90 con respecto a 1988. En 1990 se alcanzó un nuevo récord en lo que se refiere a la exploración en el Mar del Norte y, aunque muchos de los grandes yacimientos ya han pasado la etapa de producción máxima, el empleo de nueva tecnología para reducir costes y mejorar la recuperación (por ejemplo, prospección sísmica en tres dimensiones, perforación horizontal y en aguas profundas, mejora de la maquinaria de elevación, etc.), junto con el descubrimiento de nuevos yacimientos, puede dar lugar a un aumento en la producción de petróleo a principios de la próxima década.

Durante la década de los 70 y a principios de la década de los 80, hubo un cambio radical en la composición de los países abastecedores al disminuir la demanda debido a los elevados precios y al lanzar su producción al mercado el Reino Unido. La cuota de la OPEP en el mercado comunitario descendió del 94% en 1975 al 44% en 1985 y, en especial, la aportación conjunta de Arabia Saudita e Irán cayó de casi 1/2 a 1/10. Desde entonces, tras la bajada de precios y la caída del valor

del dólar estadounidense, ha aumentado la demanda de petróleo, y desde 1986, han aumentado las importaciones. En 1989 y 1990, las importaciones anuales de la OPEP se situaban en 230 millones de toneladas (lo cual equivalía a un 50% del abastecimiento comunitario o a un 64% de las importaciones de países terceros). El abastecimiento comunitario está bastante diversificado ya que depende menos de un sólo abastecedor, dado que ningún país aporta más que el 10% del suministro total (véase la figura 1).

Se considera que **la demanda comunitaria de productos**, en particular de carburantes (gasolina y gasóleo), continuará creciendo bastante rápidamente en todos los Estados miembros, excepto en Dinamarca y en la parte occidental de Alemania, donde, por una parte, el número de vehículos privados y el número de kilómetros recorridos se estabilizarán y, por otra, mejorará el rendimiento de los vehículos. El aumento de la demanda será especialmente acusado en Alemania Oriental y España. Con respecto a los dos productos mencionados: la gasolina y el gasóleo, en general se considera que la demanda de gasóleo crecerá más deprisa, en parte, por el crecimiento del transporte por carretera y, en parte, porque la proporción de vehículos Diesel dentro del total de coches continúa aumentando, dado que es un vehículo con un mayor rendimiento en cuanto al consumo de combustible.

Se calcula que disminuirá el consumo de fuelóleo y gasóleo en sectores distintos del transporte. La magnitud de esta caída del consumo dependerá, en gran parte, de la competitividad del gas y, en menor grado, de la competitividad de otros combustibles y de los problemas derivados de la eliminación del azufre del fuelóleo de forma que pueda utilizarse en la generación de electricidad.

La previsión con respecto a otros productos petrolíferos es que habrá un aumento de la demanda de keroseno para reactores, GLP y nafta.

Las importaciones netas de productos petroleros aumentaron en dos millones de toneladas entre 1988 y 1989 alcanzando los 15,7 millones de toneladas y en 1990 han permanecido a este nivel, aunque en general sería difícil detectar una tendencia definida. Las importaciones netas se mantienen **por debajo del 4% del consumo interior**.

No se prevé que haya cambios fundamentales en la situación de las importaciones netas, aunque es probable que se den variaciones regionales en la balanza comercial. En particular, es probable que se produzca una intensificación del comercio con los Estados Unidos y el resto de Europa.

REFINO

La capacidad de refino mundial, que había crecido constante y fuertemente a lo largo de los años setenta (aproximadamente un 7% anual) hasta alcanzar casi los 81 mbd en 1981, se vio obligada a atravesar un periodo de racionalización en la década de los ochenta, ya que las previsiones de crecimiento de la demanda de petróleo no se cumplieron. La disminución de la capacidad durante la primera mitad de los ochenta fue particularmente importante en la Comunidad, aunque también en Japón, Estados Unidos y América Latina.

Ha habido **una reducción continua en la capacidad de destilación primaria** de la Comunidad desde 1976 (947 millones de toneladas), aunque en los últimos años esta tendencia se ha frenado. La capacidad primaria el 1 de enero de 1991 era de 582 millones de toneladas, casi un 40% por debajo del nivel de 1980 (véase la Figura 2).

La disminución de la capacidad de destilación ha sido mayor en el norte de la Comunidad (excluidas Dinamarca e Irlanda) que en el sur.

Los índices de utilización de la capacidad primaria han aumentado desde 1981 (59%) y se sitúan actualmente en niveles especialmente altos. En determinados momentos de este año, se ha utilizado la capacidad de destilación al 95%, lo cual ha hecho pensar en la posibilidad de una escasez de capacidad de destilación en determinadas zonas en momentos en los que, por ejemplo, se combine un período de tiempo frío con cierres de refinerías. Naturalmente, con un mercado interno más cohesionado y una política comercial liberalizadora los déficits relativamente breves y localizados pueden compensarse rápidamente comprando en el mercado. Un cambio en la gestión de

existencias puede contribuir también a aliviar situaciones de fuerte demanda estacional.

No existen proyectos inmediatos para ampliar la capacidad de destilación primaria comunitaria, aunque el 'desbloqueo' puede suponer un aumento en la capacidad efectiva para 1992.

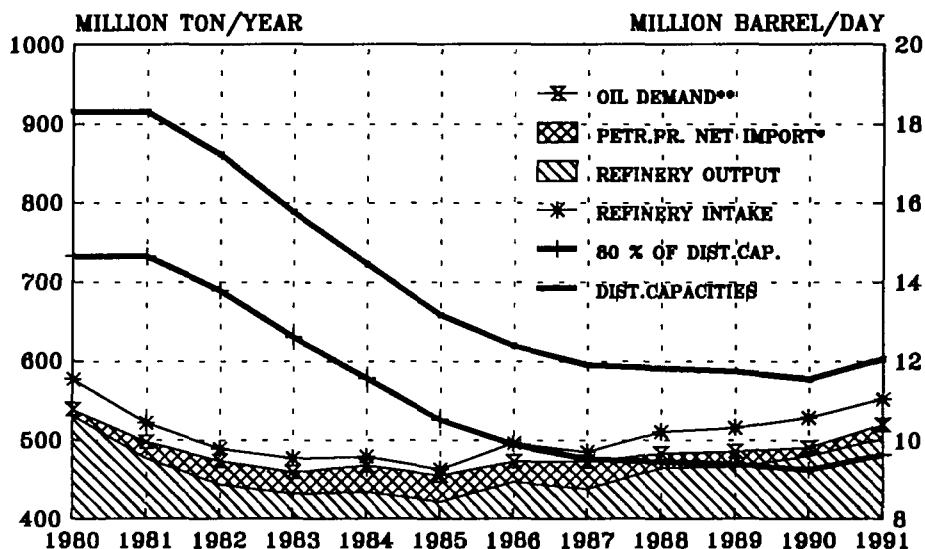
Aparte de la reanudación del servicio de la refinería de Wilhelmshaven en Alemania, hasta ahora inactiva, lo cual supone 160.000 barriles al día de capacidad de destilación primaria, no está previsto cerrar, reabrir o construir otras unidades de destilación primaria en la Comunidad. Si esta situación se mantiene, continuarán subiendo los índices de utilización en función del aumento del consumo de petróleo en la Comunidad.

Un consorcio encabezado por Elf ha adquirido una compañía de distribución de petróleo, anteriormente de propiedad estatal, Minol, en los nuevos Estados federados alemanes y gestionará dos refinerías existentes (en Lenna y Zeitz) hasta la construcción de una nueva refinería en Lenna que, una vez concluida, se sumará a la capacidad de refino global.

La capacidad de conversión (principalmente, la capacidad de convertir fuelóleo residual en productos para los que hay mayor demanda) **casi se ha duplicado** desde 1980, situándose en 155 millones de toneladas/año (basadas en el equivalente de craqueo catalítico). Está previsto un ulterior aumento de capacidad, en especial en Italia, Bélgica y España. Esta parte del refino, incluidos otros procesos de conversión como el reformado de la gasolina para aumentar sus propiedades antidetonantes, la isomerización y la alquilación para producir gasolina sin plomo, está muy condicionada por los cambios en la tecnología.

Figure 2

EUR-12 DISTILLATION CAPACITY VS DEMAND
EVOLUTION 1980-1991



* NET IMPORT + STOCK VAR. OF PETR. PROD.
** INLAND DELIVERIES + BUNKERS
SOURCE : COMMISSION

La evolución de la capacidad de conversión dentro de la Comunidad puede resumirse de la siguiente manera:

- La tecnología, ya madura, del craqueo térmico (excluidas la reducción de viscosidad y la coquización, detalladas aparte), que se basa en el calor, la presión y el tiempo para romper las moléculas, ha aumentado muy poco desde 1980.
- Crecimiento destacado entre 1980 y 1985 del craqueo catalítico, la reducción de viscosidad, el craqueo en presencia de hidrógeno y la coquización.
- Crecimiento continuo entre 1985 y 1990 del craqueo en presencia de hidrógeno y, en menor grado, de la reducción de viscosidad.
- Introducción entre 1985 y 1990 de nuevas tecnologías como la hidroconversión (procedimiento catalítico avanzado en el que se convierten residuos pesados en destilados medios y pesados para ulterior tratamiento) y la coquización flexible (modificación de la anterior tecnología de coquización para gasificar el coque de forma que pueda utilizarse en la generación de electricidad).

Tal como se señalaba anteriormente, se prevé un menor empleo del fuelóleo junto con una mayor demanda de carburantes, lo cual supondrá una mayor necesidad de capacidad de conversión. Por otra parte, cada vez más se necesita gasolina de mayor octanaje a

medida que en la Comunidad se va pasando de la gasolina con plomo a la sin plomo y a gasóleos con menor contenido de azufre. Para satisfacer la necesidad de un mayor octanaje ha habido un aumento de la capacidad de isomerización y alquilación, y ha aumentado la capacidad de producir MYBE; se prevé que esta evolución continuará.

ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA

La estructura del sector del refino comunitario ha evolucionado en respuesta a una serie de fuerzas que han actuado sobre éste. Se han producido tres fenómenos: menor participación de las grandes empresas, mayor participación de las compañías petroleras estatales e internacionalización gradual de las empresas nacionales de la Comunidad.

Un exceso de capacidad de destilación unido a un descenso en la demanda de productos ha condicionado los precios de los productos y afectado negativamente a la rentabilidad, especialmente, a principios de la década de los 80. Esto, a su vez, ha llevado a algunas compañías petroleras a disminuir su inversión en esta parte del sector europeo.

A los exportadores de crudo, especialmente a los de la OPEP, que habían aumentado considerablemente sus reservas financieras, sobre todo en el período de precios altos de 1979-1981, les han preocupado cada vez más las pérdidas de volumen y cuota de mercado y, por ello, han buscado salidas garantizadas para su producción. Puesto que las posibilidades de construir nuevas refinerías en nuevos terrenos son extremadamente limitadas en la Comunidad, estos exportadores tendieron a adquirir capacidades de refino existentes en la medida de lo posible.

Las compañías petroleras nacionales tradicionales establecidas en la Comunidad, movidas por la necesidad de garantizar el acceso al crudo, explotan sus conocimientos y técnicas fuera de sus fronteras nacionales y se aprovechan de un mercado interior de la energía cada vez más cohesivo, ampliando sus perspectivas más allá de las fronteras nacionales. Al mismo tiempo, los Gobiernos consideraron que era menor la necesidad de asegurar el petróleo por medio de las compañías 'nacionalizadas' y emprendieron programas de privatización.

Estos factores han contribuido a **disminuir la participación de las 'grandes' compañías petroleras** en las fases finales de la producción (aunque esta tendencia puede estar llegando a su fin), a aumentar la participación de las empresas de los países productores y a modificar el papel de las compañías petroleras nacionales tradicionales establecidas en la Comunidad. Se prevé que estos últimos cambios continúen a lo largo de la década de los 90, posiblemente mediante un incremento de las empresas en común entre los dos tipos de compañía.

MEDIO AMBIENTE, INVERSIÓN Y RENTABILIDAD

Es previsible que la legislación sobre medio ambiente haga que los refinadores tengan que continuar eliminando el azufre de sus productos. En particular, se exige ya una menor cantidad de azufre en los gasóleos y, en consecuencia, pueden ser necesarias nuevas medidas. La capacidad puede resultar ajustada, especialmente en países en los que la demanda de productos se prevé que aumente considerablemente durante esta década (Grecia, España y Portugal) y ello exigirá nuevas inversiones en desulfuración.

La Comisión ha llevado a cabo recientemente una iniciativa ambiental, pidiendo a dos asociaciones europeas, EUROPIA Y ACEA (la asociación europea de fabricantes de motores) que comiencen a trabajar con la Comisión en el tema de los vertidos contaminantes de los vehículos de motor. En el caso de determinados límites de emisiones contaminantes, es aconsejable encontrar la relación coste/beneficio mejor, es decir, determinar qué modificaciones en los

combustibles o en los motores tendrían un menor costo para el consumidor en particular y para la economía en general. Ya han sido acordadas normas para el año 1996 y prosiguen los trabajos sobre posibles nuevos cambios con miras al año 2000.

A medida que el refinado se hace cada vez más complejo, resulta más difícil para una refinería aislada conseguir un equilibrio entre las diferentes unidades para satisfacer la demanda del mercado. Para obtener una mayor flexibilidad dentro de este entorno cada vez más exigente, se dará probablemente una mayor vinculación entre refinerías, aunque las instalaciones sean propiedad de diferentes compañías, con el fin de utilizar de la forma más racional posible instalaciones complementarias.

La industria calcula que el coste de las inversiones necesarias para cumplir los requisitos ambientales cada vez más estrictos es del orden de entre 15.000 y 18.000 millones de ecus en el caso de las medidas ya adoptadas o en avanzado estado de aplicación. Pueden resultar necesarias inversiones adicionales de hasta 40.000 millones de ecus a fin de imponer algunas de las medidas que se están considerando en la actualidad (véase el Cuadro 1).

Dada la magnitud de la potencial inversión, la Comisión se ha comprometido a consultar en una fase temprana a la industria sobre las futuras medidas ambientales. La futura rentabilidad de la industria ha de considerarse asimismo en el contexto de este imponente programa de inversiones.

A partir de la información facilitada a la Comisión en cumplimiento de la Directiva sobre transparencia de precios (76/491/CEE), se puede calcular un margen teórico bruto de refino que resulta de la diferencia entre el valor de los productos petrolíferos vendidos en el mercado comunitario y el coste del abastecimiento de crudo, incluida la parte que se emplea en las propias refinerías.

Entre el primer trimestre de 1988 y el segundo trimestre de 1991, el margen bruto comunitario tendió a seguir las oscilaciones cíclicas y las fluctuaciones del dólar con respecto a las monedas europeas. En 1988, el margen bruto medio de la Comunidad fue de 27 dólares/t. En la segunda mitad de 1989, el margen aumentó y continuó aumentando durante 1990 hasta la invasión de Kuwait por Irak, llegando a alcanzar un promedio anual de 33 dólares/t.

Entre 1991 y principios de 1992, el coste del petróleo crudo bajó, de forma que el margen bruto aumentó durante el primer trimestre, luego disminuyó ligeramente durante el segundo trimestre, dando un promedio para los primeros seis meses de 1991 de 51 dólares/t. El margen bruto medio durante los últimos tres años fue de unos 32 dólares/t (26 ecu/t), lo cual hizo posible cubrir los costes previstos de aproximadamente 25 dólares/t (21 ecus/t) (costes

variables, fijos, gastos corrientes y rendimiento del capital) para una refinería compleja. Estas cifras fueron calculadas para el informe adoptado en abril, por lo que deben contrastarse con la reciente incertidumbre que se observa tanto en los precios (crudo y productos) como en los tipos de cambios.

Existe también una cierta incertidumbre respecto a la disminución del consumo de fuelóleo proyectada. Si resulta menor de lo previsto, por ejemplo, porque no se ejecuten los proyectos para aumentar el empleo de gas natural en las centrales eléctricas, el margen de craqueo (la diferencia de precios entre los productos ligeros y el fuelóleo) podría descender por debajo de niveles que justificasen una fuerte inversión en instalaciones complejas de conversión.

CONCLUSIONES

Se ha iniciado el debate del informe en el Consejo y se espera que el Consejo (de Energía) del 30 de noviembre de 1992 adopte una serie de conclusiones sobre algunos puntos de acuerdo con las siguientes directrices:

- los mercados funcionaron de manera eficiente y la industria europea del petróleo logró mantener el suministro durante la crisis del Golfo;
- una industria europea del refino competitiva contribuye a la estabilidad de los mercados de productos refinados, a la seguridad del abastecimiento de petróleo en la Comunidad y a su independencia energética;
- la protección del medio ambiente seguirá teniendo máxima prioridad y los aspectos ambientales seguirán representando una pesada carga para la industria del petróleo. La Comisión consultará plenamente a la industria en una fase temprana con miras a la elaboración de medidas ambientales, particularmente en lo que respecta a las repercusiones económicas para productores y consumidores;
- se debe continuar la política de fomentar la diversificación de los suministros de petróleo y de reforzar los incentivos que contribuyen a lograr un uso más racional de la energía;
- el diálogo entre países productores y consumidores seguirá constituyendo un programa central de la política comunitaria;
- se prevé que los futuros informes hagan mayor hincapié, si cabe, en el Espacio Económico Europeo y en la progresiva integración de los mercados de Europa central y oriental en el mercado de la Comunidad.

Cuadro 1

Inversión prevista en medidas ambientales actuales

Medidas	Inversión en miles millones de ecus
Reducción del nivel de azufre en el gasóleo de calefacción (0,1%) y en el combustible diesel (0,05%)	5-7
Reducción de emisiones de hidrocarburos (COV) en el Estadio I	0.74-0.75
Reducción del nivel de azufre en el fuelóleo y en los bunkers (propuesta del memorándum francés)	9-10
Total	14.74- 7.75

Fuente: CONCAWE, compañías petrolíferas, consultoría

Posibles medidas mencionadas por organismos nacionales o europeos

- Inversiones previstas por la industria *

Medidas	Inversión en miles millones de ecus
Reducción de emisiones de hidrocarburos (COV) Estadio II	1.36-1.45
Disminución de niveles de comp. aromáticos (10%) y azufre (0,02%) en el combustible diésel	26
Aumento del Ind. de cetano (52) en el combustible diésel	2-5
Disminución del punto final de destilación del combustible diésel (340°C máx. a 95%)	2.5
Disminución del nivel de azufre en la gasolina (0,05%)	2.5
Disminución de la volatilidad de la gasolina en 1 psi	0.3
Disminución del nivel de benceno en la gasolina (1%)	1.7
Total	36.4-39.5

* Con exclusión de los costes por el cambio de carga superior a carga inferior.

* Estimaciones presentadas a los servicios de la Comisión por algunas compañías petroleras.

FOMENTO DE LAS TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS EN RUSIA

Centros de Energía CE inaugurados por el Comisario Cardoso e Cunha

Hans van Steen, DG XVII
Unidad de tecnología energética

Tras la inauguración oficial por parte del Comisario Cardoso e Cunha de los Centros de Energía CE de Moscú y San Petesburgo, entre otros, tal como se anunciaba en el no 19 de 'La Energía en Europa', el presente artículo ofrece mayor información sobre las actividades Thermie en Europa central y oriental y en la CEI, centrándose en las actividades de los Centros de Energía de Moscú y San Petersburgo.

Los 12 Centros de Energía CE que funcionan actualmente en Europa central y oriental y en la CEI están gestionados por la red de OPET (organizaciones para el fomento de las tecnologías energéticas). Tal como se informaba anteriormente, esta red fue creada por la Comisión para ayudar a la Comunidad a fomentar la penetración en el mercado de las tecnologías pertinentes con el fin de garantizar la aplicación efectiva de las tecnologías energéticas disponibles en el mercado y para fomentar la aplicación de nuevas tecnologías energéticas en Europa. Los Centros de Energía sirven de instrumentos para todas las actividades de fomento de las tecnologías energéticas llevadas a cabo por las OPET en Europa central y oriental y en la CEI. Son organizaciones independientes con una plantilla básica de expertos comunitarios y nacionales en cada Centro e instalaciones de documentación y reunión para los expertos interesados, en particular los expertos de la red de OPET.

MEDIDAS INMEDIATAS

Al igual que en todos los demás países a los que van dirigidas las medidas, en Rusia la Comisión dio gran importancia a evitar todo retraso innecesario en la aplicación de las iniciativas apropiadas. Por consiguiente, se concibió un 'programa de choque' para la aplicación a corto plazo de medidas inmediatas sobre el terreno. La mayoría de estas actividades eran proyectos de evaluación y de auditoría centrados en las mejoras tecnológicas de la eficiencia energética, principalmente en el sector industrial. En este campo, podrían conseguirse en muchos casos ahorros de energía en breves plazos y a muy bajo coste. Esta parte del programa ya se ha concluido y se han llevado a cabo 25 actividades en Moscú y San Petesburgo.

En Moscú, el programa abordó el uso racional de la energía en varios proyectos de los sectores público, comercial e industrial. La central cárnica *Myasokombinat* fue seleccionada para una auditoría energética, que tuvo como resultado la detección de grandes ahorros potenciales mediante la reducción de pérdidas de vapor. Siguiendo el consejo de los expertos occidentales, se sustituyeron diversos purgadores de agua del vapor en la central. Se calcula que el ahorro de vapor resultante supone el 20-25% de las necesidades energéticas de la fábrica. Otras medidas similares en el resto de las numerosas centrales cárnicas rusas podrán conducir a un ahorro energético de hasta 1,5 M tec anuales.

En uno de los principales centros cardiológicos de Moscú, una evaluación realizada por expertos occidentales ha dado como resultado un ahorro considerable en el consumo de electricidad del edificio. Muchas de las largas conducciones eléctricas entre las salas, los talleres y los quirófanos han sido sustituidas por interruptores sensibles a la luz, al movimiento y al tiempo. Se estima que se ahorrará un

40% del consumo energético en las zonas correspondientes.

Un tercer ejemplo lo constituye la auditoría energética llevada a cabo en la piscina al aire libre de Chaika, que contribuyó a lograr un considerable ahorro energético mediante la mejora de la eficiencia de iluminación, la adaptación de cabezales rociadores y el aislamiento de los estanques. Se prevé que los resultados supondrán un ahorro de electricidad del 20% y un ahorro de calor del 15%.

En muchas de las 16 actividades realizadas en Moscú se ha hecho uso del autobús del Centro de Energía CE. Este autobús transporta los equipos destinados a las auditorías y evaluaciones y se utiliza para medir y controlar el uso de la energía en diversas instalaciones.

En San Petersburgo, un proyecto de puesta a punto de los motores de autobús y de formación de los conductores de la flota de autobuses de la ciudad ha arrojado unos resultados excepcionales. Expertos occidentales, conjuntamente con la compañía local de San Petersburgo, *Lenpassazhiratrans*, midieron el consumo de carburante antes y después de la iniciativa. Los resultados demostraron un ahorro de 20.000 tep, con una reducción de 60.000 t de CO₂ y 19 t de plomo anuales.

Otras actividades realizadas en San Petesburgo incluyen la tecnología de la calefacción centralizada, el control de la temperatura en la calefacción de locales y la gestión y regulación del consumo de gas.

En general, el programa de choque efectuado en Rusia y en otros países ha proporcionado una excelente base de información para proseguir el fomento de la tecnología en el ámbito de la energía. Ha demostrado que una tecnología eficiente y unas técnicas modernas de gestión pueden desempeñar una función vital en la mejora de la situación del sector energético en Rusia y en los países de Europa central y oriental.

ACTIVIDAD A LARGO PLAZO PARA EL FOMENTO DE LA TECNOLOGÍA

A fin de mantener el ímpetu alcanzado, se han preparado recientemente programas de promoción para los Centros con miras a una cooperación a largo plazo en el ámbito tecnológico. Una serie de contratistas llevaron a cabo las evaluaciones iniciales de los tipos de fomento de las tecnologías energéticas más adecuados para cada campo considerado, que constituyeron la base para el establecimiento de los propios programas promocionales. Éstos incluyen una serie de actividades que amplían la evaluación y las auditorías tecnológicas introducidas por el programa de choque. Incluyen asimismo:

- la organización de conferencias y la participación en las mismas;

- cursillos prácticos, ferias, reuniones de negocios, etc;
- el establecimiento de bases de datos;
- la producción de documentación;
- la formación del personal.

Llevarán a cabo todas estas actividades las organizaciones de la red de OPET, utilizando los Centros de Energía CE como bases permanentes.

Por consiguiente, la labor principal de los Centros de Energía es actuar como fuente y canal de información desde el Oeste hacia el Este. Para que este proceso tenga la máxima eficacia, la Comisión considera fundamentales los conocimientos técnicos y los puntos de vista del personal nacional. Para encauzar la inversión hacia los ámbitos más productivos es preciso tener un profundo conocimiento de las condiciones y el entorno locales. Por lo tanto, un aspecto del programa que ha adquirido una gran importancia es el contacto regular entre los Centros de Energía, las OPET afectadas en cada caso y la Comisión.

PERSPECTIVAS E INTERFAZ CON OTROS PROGRAMAS

Otro aspecto del programa es la interfaz entre diferentes instrumentos comunitarios en el ámbito de la energía. En cuanto a Rusia, se están realizando algunos proyectos en el marco del programa TACIS (Asistencia técnica a la antigua Unión Soviética). Un importante proyecto del subprograma de ahorro energético de TACIS tiene por objeto reforzar los cuatro Centros de Energía CE en la CEI, incluidos los de Moscú y San Petersburgo, lo que les permitirá implicarse en mayor medida en los aspectos políticos y económicos relacionados con la eficiencia energética. Así pues, el programa Thermie de fomento de las tecnologías se complementará con medidas directamente encaminadas a apoyar el proceso de reforma económica y política.



El autobús de Energía CE del Centro de Energía de Moscú

De hecho, la interfaz entre política, economía y tecnología fue uno de los temas planteados por el Comisario Cardoso e Cunha durante su visita a Rusia con motivo de la inauguración de los Centros. En los debates con el viceprimer ministro de Rusia, Sr. Chernomyrdin, y con el alcalde de San Petersburgo, Sr. Sobtchak, entre otras personalidades, el Sr. Cardoso e Cunha destacó la necesidad de un enfoque integrado para la cooperación entre el Este y el Oeste en el ámbito energético. La Carta Europea de la Energía proporcionará un marco general para dicha cooperación, incluyendo la totalidad de los diferentes sectores y disciplinas implicados. Por consiguiente, debe darse gran importancia a las negociaciones en curso sobre los protocolos de la Carta Europea de la Energía, que contribuirán asimismo a facilitar la continuidad de la cooperación en materia de transferencia de tecnología, que ha sido ahora iniciada en el marco del programa Thermie y con el establecimiento de los Centros de Energía CE. Conjuntamente con otras iniciativas comunitarias, estas actividades desempeñan un papel fundamental en el proceso de reestructuración del sector energético de la extinta Unión Soviética y proporcionan una base para continuar la cooperación en el ámbito de la energía. ■

AYUDAS COMUNITARIAS AL SECTOR NUCLEAR EN EUROPA CENTRAL Y ORIENTAL Y EN LA CEI

D.J. Wilkes, DG XVII
Unidad de energía nuclear

Es probable que, en la próxima década, la mayoría de los países de Europa oriental y de la antigua URSS experimenten una moderada expansión de su capacidad de producción de electricidad. Su magnitud dependerá de los índices de recuperación económica y del grado en que pueda mejorarse la eficiencia del uso de la electricidad, lo que está a su vez determinado por las condiciones económicas, ya que el grueso del ahorro energético debe venir dado por la modernización del sector industrial. Muchos países de la región tienen la mira puesta en la continuación de los programas de energía nuclear por razones estratégicas, ambientales y económicas.

Sin embargo, estos países han contraído con sus poblaciones respectivas el compromiso de garantizar un funcionamiento seguro de la energía nuclear, lo que ha provocado el cierre de algunas de las centrales menos satisfactorias y la elaboración de planes para su reacondicionamiento y mejora. Entre las centrales más deficientes cabe citar los reactores de tubos de presión, refrigerados por agua y moderados por grafito (tipo RBMK), que sólo existen en la antigua Unión Soviética y adolecen de un diseño del reactor con unas características neutrónicas insuficientes. Dados los problemas de suministro eléctrico existentes en las mismas zonas en la que están instalados estos reactores, no es posible en la mayor parte de los casos proceder a su cierre durante el período invernal sin causar graves problemas (incluso pérdidas de vidas). Las autoridades han solicitado ayuda a la comunidad internacional y un consorcio de países occidentales han

delegado en sus organizaciones de protección de la seguridad nuclear la revisión de los aspectos de seguridad de este tipo de reactor, en colaboración con los centros de diseño rusos. La CE aporta 4 millones de ecus al proyecto y el resto, hasta un total de 7 millones de ecus de presupuesto, corresponde a contribuciones de los países no comunitarios que participan en el mismo: Suecia, Finlandia y Canadá.

El resto de los reactores de diseño soviético (aparte de dos reactores regeneradores de neutrones rápidos) son del llamado tipo VVER, de agua a presión, y no presentan ninguno de los problemas de inestabilidad neutrónica propios de los RBMK. La versión más antigua, VVER 230, reúne algunas características inherentes de seguridad muy positivas, aunque carece de los adecuados sistemas de protección redundantes que podrían encontrarse en una central moderna. Además, las centrales más antiguas presentan en algunos países un inadecuado nivel de 'cuidado y administración', incluidos el mantenimiento y control periódicos. Para que estas centrales puedan seguir funcionando sin que planteen un riesgo demasiado elevado, es necesario en primer lugar restituir las a su estado inicial y llevar a cabo posteriormente un programa de medidas de mejora de la calidad, cuyo alcance depende del tiempo en que se mantendrán en funcionamiento y de futuras decisiones sobre la oferta de medios de producción de electricidad alternativos, entre los que se podrían incluir nuevas centrales nucleares, centrales alimentadas con gas, etc.

Los diseños de VVER más recientes, los 213 y los 1000, se acercan más a las centrales occidentales por lo que a las disposiciones de seguridad y al diseño respecta. Parece factible mejorar la calidad de estas centrales hasta un nivel satisfactorio para un funcionamiento más prolongado, quizás durante la vida normal prevista. Evidentemente, es más fácil mejorar la calidad de las centrales que se hallan en fase de

construcción. Algunos países consideran la reconstrucción de centrales inacabadas un medio que les permite ir eliminando gradualmente unidades más antiguas y menos satisfactorias. Otros prefieren mantener sus centrales más antiguas dado que, al ser de un tamaño muy inferior al de las nuevas centrales (440 MWe frente a 1000 MWe), ofrecen un grado de flexibilidad vital para el funcionamiento de la red nacional de energía eléctrica. La imposición de centrales de 1000 MW en un sistema con una carga máxima de sólo 7000 MW, tal como ocurre en Bulgaria, es un legado poco afortunado de los procedimientos centralizados de toma de decisiones del pasado.

La asistencia técnica prestada por la CE y otros países occidentales al sector nuclear está basada en la transferencia de tecnología y experiencia. Obviamente, los países occidentales no son quienes para dictar las condiciones de funcionamiento de las centrales nucleares u otras centrales industriales dentro de las fronteras de otros Estados soberanos. No obstante, tenemos el deber de ofrecer a estos países la experiencia adquirida a lo largo de cuatro décadas de diseño, construcción y funcionamiento de centrales bajo la supervisión de organismos independientes de seguridad. Es evidente que durante los anteriores regímenes autoritarios no existían estos organismos independientes y efectivos de seguridad y que en algunos países los niveles de funcionamiento y mantenimiento de las propias centrales eran muy deficientes. El énfasis en los objetivos de producción, no sujetos a un control de seguridad independiente, provocó inevitablemente deficiencias en otros aspectos, como el diseño de centrales. La CE está prestando asistencia a través de un consorcio de organismos de seguridad de Europa occidental que asesoran a los países de Europa oriental y de la antigua URSS sobre el marco legal y el "modus operandi" de los organismos de seguridad. Otro consorcio de entidades occidentales de apoyo técnico está prestando asesoramiento y asistencia técnica allí donde resulta necesario.

Es importante que la ayuda prestada a los organismos de seguridad y a los operadores de centrales sea equilibrada: no debe primarse una en detrimento de la otra. En este sentido, es conveniente ayudar a los operadores de centrales a presentar a los organismos de seguridad solicitudes de autorización para operar tras interrupciones, modificaciones, etc. Una parte importante (el 70%, aproximadamente) del presupuesto comunitario de asistencia técnica se destina a las revisiones de diseño que llevan a cabo conjuntamente empresas occidentales y del Este y cuyo resultado final es la elaboración de un paquete de propuestas de modificaciones para mejorar las normas de seguridad hasta un nivel satisfactorio. Después de ello, será

responsabilidad del operador de la central decidir un programa de medidas de modificación y mejora de la calidad y presentar un expediente de seguridad al organismo nacional de seguridad, quien se pronunciará sobre lo que resulta aceptable.

Cabe subrayar que las industrias europeas no deben pretender en ningún caso sustituir a las empresas del Este ni acaparar sus mercados internos, sino trabajar en asociación para construir una capacidad común.

En algunos países, sobre todo Bulgaria en estos momentos, existe una gran necesidad de formar a los operadores de centrales en la práctica de explotación de las centrales nucleares modernas, por ejemplo, mantenimiento, planificación, cuidado y administración, etc. Esto lo está llevando a cabo la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (AMON) con financiación comunitaria. En el caso de Bulgaria, se ha enviado un equipo de asistencia a la central correspondiente y se han organizado intercambios de operadores en el marco del programa de 'hermanamiento' de la AMON. En Bulgaria se han puesto en práctica programas de asistencia basados en este plan desde octubre de 1991. Estas ayudas podrían extenderse a otros países del entorno, en función de las necesidades de cada una de las centrales.

El coste del conjunto del programa comunitario es del orden de 100 millones de ecus anuales, que incluye la financiación de ayudas a los organismos de seguridad y centros de apoyo para la elaboración de propuestas de diseño, mejora de la calidad de las centrales y asistencia a los operadores. Se están estudiando medidas preliminares para perfilar un programa de trabajo que cubra las instalaciones del ciclo de combustible (tratamiento y fabricación de combustible), la gestión de residuos y el cierre definitivo de instalaciones. En este sector se plantean una serie de importantes problemas ambientales.

La financiación de estas 'ayudas al equipo lógico' se está efectuando de forma bilateral por la CE y países donantes extracomunitarios. La CE es, con mucho, el principal contribuyente. Las ayudas al equipo básico, esto es, el dinero destinado a la modificación de las centrales y a otras tareas de ingeniería, se inscriben en una categoría totalmente diferente y sólo pueden ser ofrecidas por bancos (por ejemplo, el Banco Mundial, el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo) o por un fondo multilateral. En realidad, cabe la posibilidad de que los bancos proporcionen el dinero para completar centrales parcialmente construidas o modificar las mejores centrales sobre la base de la garantía constituida por los futuros ingresos de la electricidad: pueden ser precisos algunos planes de retorno energético muy imaginativos. Para algunos proyectos relativos a las centrales más antiguas y menos seguras, que sólo tienen un breve futuro operativo, o proyectos relativos a cierres definitivos,

residuos o recuperación ambiental, es posible que no pueda preverse un mecanismo de retorno evidente. Para estos proyectos se ha propuesto un fondo multilateral.

Cabe observar que los acuerdos de financiación distan mucho de estar perfilados y que no se dispone aún de propuestas concretas factibles. Una posibilidad no mencionada es que las compañías de electricidad occidentales opten por adquirir acciones de algunas de las mejores centrales nucleares con miras a mejorar el nivel de seguridad y participar de los ingresos que reporte la electricidad. Tal es el caso de una de las centrales parcialmente completadas en Eslovaquia.

Por último, debemos reconocer que nuestros programas de asistencia no tendrán éxito sin la cooperación incondicional de los beneficiarios y, en particular, de los rusos, que son quienes poseen toda la información conceptual y técnica. Es fundamental trabajar en asociación y establecer lazos de confianza y credibilidad en los ámbitos profesional, político y de gestión, lo que representa, sin duda, el mayor de los desafíos. ■

**ASISTENCIA A EUROPA ORIENTAL Y A LA ANTIGUA URSS
EN EL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD**

Pierre Mallet, DG XVII
Unidad de electricidad

En el presente artículo se expone una breve actualización de los progresos realizados por las actividades de la Comisión en el ámbito de la asistencia a Europa oriental y a la antigua URSS, más concretamente en el sector de la electricidad. El no 19 de 'La Energía en Europa' recoge más información detallada sobre este aspecto en la sección 'Panorama del Este'¹.

PHARE

El principal acontecimiento ocurrido recientemente en el marco del programa PHARE fue la presentación de los resultados finales del estudio de reestructuración general de la Junta rumana de electricidad (RENEL), celebrada en julio en Bucarest. El estudio posibilitó la realización de un análisis exhaustivo de la organización actual del sector, mediante el cual se estableció un conjunto completo de recomendaciones para garantizar la eficaz transición hacia una gestión del sector de suministro de energía basada en el mercado. Las autoridades locales expresaron una gran satisfacción por el trabajo realizado. Las buenas relaciones de trabajo entre el consultor encargado del estudio y los beneficiarios han sido la regla general, lo que ha permitido una amplia transferencia de conocimientos técnicos. El Ministro de Energía y el Presidente de la Junta de Electricidad se han comprometido a poner en práctica los cambios propuestos y ya se han tomado, de hecho, medidas

¹ Véase la pág. 66 del no 19 de 'La Energía en Europa'. La sección 'Panorama del Este' está también disponible en forma de separatum del Grupo de Información de la DG XVII.

concretas como la renovación de la junta directiva, que pasa a tener nuevas funciones y una nueva composición, más acordes con la práctica occidental.

TACIS 91

También se realizaron notables progresos en la aplicación del programa de asistencia técnica a las nuevas repúblicas de la extinta Unión Soviética, CEI (Tacis). Con respecto al programa de 1991, cuyo inicio sufrió un prolongado retraso por el derrumbe de la URSS, durante el período estival se trabajó activamente en la redacción de las normas relativas a los proyectos seleccionados, en la convocatoria de licitaciones y en las primeras evaluaciones de las propuestas recibidas. Los primeros contratos se firmarán en breve y los consultores ya se encontraban sobre el terreno antes del invierno. Los primeros proyectos incluirán:

- la redacción de acuerdos aceptables sobre la estructura, organización y mecanismos financieros y operativos de la industria de suministro de electricidad en la Federación Rusa;
- asesoramiento para la elaboración y certificación de los procedimientos de tarificación (regiones de Moscú y Tver);
- mejora de la gestión en una compañía regional de electricidad (San Petersburgo);
- introducción de nuevos métodos de gestión del personal (región de Tver);
- un proyecto para introducir una gestión orientada hacia el mercado en el ámbito de la distribución dentro de la industria del suministro de electricidad, en particular la creación de una agencia piloto de distribución para la compañía de electricidad de Moscú.

El programa de trabajo de la Comisión prevé que todos los proyectos correspondientes al ejercicio de 1991 se

han iniciado antes de que finalice 1992. En el ámbito de la electricidad el número total de proyectos es de 30, con un presupuesto total de 17 millones de ecus desglosado de la siguiente forma: 19 proyectos en Rusia, 6 en Ucrania, 2 en Kazajistán, 1 en Bielorrusia, 1 en Georgia y 1 en Tayikistán. La preponderancia de proyectos en Rusia fue debida a las escasas oportunidades de mantener debates directos con las demás repúblicas en el marco del calendario del programa de 1991.

TACIS 92

Se ha iniciado de manera simultánea la aplicación del programa de 1992. La primera medida ha sido el nombramiento de un coordinador nacional en todos los Estados independientes y el establecimiento de unidades nacionales de coordinación en todos estos Estados y en Georgia. Los coordinadores nacionales son altos funcionarios del propio país que actuarán como interlocutores oficiales de la Comisión y establecerán prioridades anuales para las ayudas, que presentarán y consultarán a la Comisión. La función principal de las unidades de coordinación es la gestión diaria del programa TACIS en sus respectivos países. En un principio, el programa se negoció con el gobierno de 'toda la Unión' y fue coordinado por una sola Unidad de Moscú establecida al efecto. Esta Unidad es ahora la responsable del programa ruso únicamente.

La siguiente fase ha consistido en determinar los programas indicativos para 1992, que han sido ahora aprobados y firmados por cada uno de los países de la CEI y por Georgia. Estos programas componen el marco de proyectos y sectores específicos determinados en los 'programas de actuación' de cada Estado. Incluyen actividades que cubren en ocasiones varios años. El programa de 1992 se basa en el de 1991, aunque pretende incrementar la eficiencia de la asistencia técnica mediante vínculos entre diferentes sectores o regiones. Los sectores centrales de la cooperación son:

- recursos humanos;
- producción y distribución de alimentos;
- redes: energía, transporte, telecomunicaciones;
- servicios de apoyo a la actividad empresarial;
- seguridad nuclear.

Además, se han reservado fondos para un programa interestatal regional relacionado con:

- asesoramiento táctico a gobiernos, parlamentos y otras instituciones pertinentes en asuntos relativos a las relaciones económicas interestatales y a las técnicas y procedimientos presupuestarios, monetarios y de reforma fiscal;
- programas de interés común para varios Estados; por ejemplo, proyectos ecológicos, proyectos conjuntos

en el campo de la energía, el transporte o las telecomunicaciones.

Todas las repúblicas de la CEI y Georgia fueron visitadas durante el verano por misiones de programación, que fueron particularmente fructíferas no sólo para determinar proyectos potenciales sino también para establecer contactos y para que las autoridades y operadores de estas repúblicas se familiarizaran con la situación del Oeste y con las oportunidades que ofrecen los programas de asistencia de la Comunidad. Estas misiones facilitaron la redacción de propuestas de financiación que recogen con todo detalle los proyectos que serán financiados. Las propuestas fueron presentadas en el otoño al Comité de Gestión de Tacis (compuesto por representantes de los Estados miembros de la Comunidad) y en el momento de redactar el presente artículo se espera la firma de los merorándums de financiación correspondientes por parte de la Comisión y de cada Estado beneficiario.

En todo el sector energético, al que se asignarán 40 millones de ecus en 1992 con arreglo a TACIS (seguridad nuclear no incluida), se da prioridad a grandes proyectos comunes a varios sectores como, por ejemplo, el establecimiento de centros de formación de mandos para ejecutivos del sector del petróleo y el gas y del sector eléctrico. Las actividades que serán financiadas pretenden tener efectos inmediatos en el proceso general de reforma a nivel macroeconómico: generalmente ofrecen asesoramiento sobre marcos políticos en lugar de tecnología propiamente dicha. Esperemos que este breve análisis de la situación muestre que se están realizando progresos y que a pesar de un inicio vacilante, en buena parte debido a los inesperados acontecimientos políticos en el Este, la Comisión podrá trabajar en breve sobre la base de un ciclo anual normal. Los instrumentos, organizaciones y procedimientos establecidos de que ahora se dispone serán de gran ayuda en este caso. No debe olvidarse que Phare y Tacis forman conjuntamente el programa de asistencia concertado de mayor alcance que se haya llegado a poner en práctica. ■

LA CARTA EUROPEA DE LA ENERGÍA

ORÍGENES Y OBJETIVOS

Discurso de Clive Jones

Secretario general de la Conferencia de la Carta Europea de la Energía

PRONUNCIADO EN EL SEMINARIO SOBRE LA CARTA

CELEBRADO EN MOSCÚ EN SEPTIEMBRE DE 1992

Orígenes

La iniciativa que condujo a la Carta Europea de la Energía fue propuesta por primera vez en el Consejo Europeo de junio de 1990 por el Primer Ministro de los Países Bajos, el Sr. Ruud Lubbers.

El Sr. Lubbers destacó que existía una complementariedad natural entre los vastos recursos energéticos del Este, en particular de la antigua URSS, y los recursos de experiencia empresarial, tecnología y fondos de inversión de que disponía el Oeste.

Su propuesta consistía en aunar estos recursos en una nueva cooperación Este-Oeste que pudiera actuar como fuerza directriz de la recuperación económica del Este.

Los restantes Jefes de Gobierno de la Comunidad Europea presentes en el Consejo Europeo acogieron favorablemente la propuesta del Sr. Lubbers y pidieron a la Comisión Europea que estudiara las modalidades para poner en práctica sus ideas.

En febrero de 1991 la Comisión propuso la idea de una Carta Europea de la Energía.

La propuesta de Carta presentada por la Comisión fue debatida entre los Estados miembros de la Comunidad Europea, quienes llegaron a un acuerdo sobre una versión revisada de la propuesta de Carta en julio de 1991.

Sin embargo, la Carta preveía una cooperación que incluía un territorio muy superior en extensión al de la Comunidad Europea, por lo que ésta convocó una conferencia internacional para discutir la propuesta con otros países.

La Conferencia de la Carta se reunió por primera vez en julio de 1991 con la participación de todos los países de Europa, incluida la URSS, que aún existía como tal, así como de los países no europeos de la OCDE, como Estados Unidos y Japón.

La Conferencia de julio decidió iniciar las negociaciones sobre la Carta, así como el Acuerdo Básico y los Protocolos a ella adjuntos, y se crearon grupos de trabajo. Charles Ruiten, Embajador de los Países Bajos, fue nombrado Presidente de la Conferencia y el Sr. Clive Jones, Subdirector General de energía de la Comisión, fue designado Subdirector General interino, responsable de una Secretaría internacional de negociación.

Las fructíferas negociaciones realizadas en otoño de 1991 desembocaron en la firma de la Carta Europea de la Energía en el transcurso de una Conferencia celebrada el 17 diciembre de 1991 en los Países Bajos y presidida por el Primer Ministro Lubbers. Desde entonces, la Carta ha sido firmada por 47 países y por la Comunidad Europea. Entre los signatarios se incluyen los 12 Estados miembros de la CE, todos los países de Europa occidental, siete países de Europa oriental, las tres repúblicas bálticas, 11 repúblicas de la extinta Unión Soviética, Estados Unidos, Japón, Canadá y Australia. Se espera que tres países más: Croacia, Eslovenia y Turkmenistán, firmen la Carta en las próximas semanas.

La firma de la Carta de la Energía en diciembre de 1991 fue el primer acto independiente de las repúblicas de la antigua URSS en la escena internacional.

Objetivos

La Carta Europea de la Energía es en sí misma una declaración política que compromete a sus signatarios a cooperar en materia de comercio, inversión y políticas en todos los sectores de la energía. La Carta refleja la propuesta original de Lubbers por cuanto hace hincapié en el papel de la industria y la creación de un verdadero mercado energético a nivel europeo e internacional. No es un programa de ayuda ni un

intento de planificar la evolución energética por parte de los gobiernos.

Dado que la clave del éxito de la iniciativa de la Carta radicará en la voluntad de la industria de invertir y operar en el Este, es fundamental que la declaración política de la Carta tenga fuerza legal. Las empresas deberán contar con las mismas garantías jurídicas de tratamiento equitativo y libre cambio que ya tienen en los países occidentales. Este marco jurídico lo proporcionará el Acuerdo Básico de la Carta Europea de la Energía, que está siendo negociado en la actualidad.

El Acuerdo Básico incluirá todos los aspectos principales que suscitan inquietud entre los inversores, como el acceso a los recursos, un tratamiento justo y no discriminatorio en la fase de inversión y una vez realizada ésta, los derechos de venta de la producción energética en los mercados internos o de exportación, incluido el tránsito por terceros países y los procedimientos de litigio.

Las negociaciones sobre el Acuerdo Básico se hallan en una fase muy avanzada en el seno de un grupo de trabajo presidido por Sydney Fremantle (Reino Unido) y será brevemente aprobado a nivel de la Conferencia. Además del Acuerdo Básico, la Conferencia adoptará a su debido tiempo los Protocolos que definen la cooperación en cada sector energético específico. Están muy avanzadas las negociaciones sobre un protocolo nuclear que hace hincapié en las consideraciones de seguridad y las relativas a un protocolo de eficiencia energética de importantes beneficios para el medio ambiente.

En una fase posterior se negociarán protocolos adicionales en materia de petróleo, gas, electricidad, carbón y energías renovables.

La particular importancia de las negociaciones del Acuerdo Básico ha sido puesta de relieve recientemente, al más alto nivel político, en las conclusiones del Consejo Europeo de Lisboa celebrado en junio y en la Cumbre Económica Occidental (G7) celebrada el pasado julio en Munich.

El Consejo Europeo 'destacó la importancia de un rápido progreso en las negociaciones del Acuerdo Básico para la aplicación de la Carta Europea de la Energía e instó a la Conferencia de la Carta a que intensificara sus esfuerzos con miras a alcanzar un pronto acuerdo'.

La Cumbre Económica Occidental 'señaló la importancia de la Carta Europea de la Energía para activar la producción y garantizar la seguridad de suministro' y 'propugnó una rápida conclusión de los trabajos preparatorios'.

La iniciativa de la Carta cuenta asimismo con un fuerte apoyo en el Este. Los países orientales y occidentales expresaron conjuntamente en la Cumbre de la Conferencia para la Seguridad y la Cooperación

en Europa (CSCE) del pasado mes de julio su pleno apoyo al 'desarrollo de la Carta Europea de la Energía, de particular importancia en el período de transición'.

En su mensaje a los participantes en el Seminario sobre la Carta, celebrado en Moscú el 28 de septiembre de 1992, el Viceprimer Ministro de Rusia, Victor Chernomyrdin, puso de relieve el respaldo de Rusia a las negociaciones del Acuerdo Básico y describió éste como 'un instrumento para una salida acelerada de la crisis económica y para la introducción del sistema de mercado y la progresiva transformación de una economía cerrada en una economía de tipo abierto que esté naturalmente integrada en el mercado mundial'.

Estas declaraciones de apoyo al más alto nivel son prueba de que la importancia de la cooperación en el marco de la Carta Europea de la Energía va mucho más allá del ámbito energético; incrementará sin duda la seguridad de los suministros de energía en Europa y en el mercado mundial, a la vez que

- redundará en beneficio del medio ambiente europeo y mundial al fomentar las inversiones en eficiencia energética y transferir conocimientos y tecnologías en este ámbito a la CEI y Europa oriental;
- creará importantes oportunidades empresariales para las industrias tanto orientales como occidentales en un momento de débil crecimiento económico;
- proporcionará una fuerza directriz para la recuperación económica en el Este;
- creará un espíritu de asociación en el conjunto del continente europeo. ■

LA RED DE OPET

LOGROS OBTENIDOS Y DIRECTRICES DEL PROGRAMA 1992-1993

En los dos últimos años, tras la adopción del Reglamento 2008/90 del Consejo ('Programa Thermie'), la Comisión ha emprendido una serie de medidas asociadas con arreglo al artículo 5 y al Anexo V del Reglamento. De acuerdo con estas disposiciones, la Comisión ha delegado estas actividades en las organizaciones existentes en los Estados miembros implicadas en actividades similares (Organizaciones para el fomento de las tecnologías energéticas: OPET), que fueron seleccionadas mediante dos licitaciones públicas en 1990 y 1991. Más del 90% de las actividades de la Comisión en relación con las medidas asociadas se pone en práctica a través de esta red de OPET, de acuerdo con el principio comunitario de subsidiariedad.

Después de casi dos años de funcionamiento, la 'dimensión comunitaria' de la red de OPET es cada vez más evidente. La red de OPET ha alcanzado ahora 'velocidad de crucero' y el objetivo es mantener el número de organizaciones en torno a 40 (véase al dorso la lista actualizada). La red de OPET opera en toda la Comunidad y en ella están representadas una gran variedad de organizaciones con una amplia gama de conocimientos técnicos. Algunas son financiadas por los gobiernos nacionales, otras son compañías privadas; unas operan a nivel nacional, otras a nivel regional y algunas operan en toda la Comunidad en sectores específicos. El funcionamiento de la red deberá quedar garantizado al menos hasta el vencimiento del actual Reglamento Thermie y a mediados de 1994 se procederá a su revisión.

La participación de las OPET en las medidas asociadas de la Comisión afecta principalmente a las siguientes actividades:

- **análisis y evaluación del potencial de mercado** para la aplicación de tecnologías energéticas en relación con su penetración en el mercado;
- **difusión de información** sobre el fomento de las tecnologías energéticas y de los resultados de los proyectos;
- **cooperación industrial con terceros países** en estos ámbitos.

La cantidad anual asignada a las medidas asociadas es de 20 millones de ecus, aproximadamente, y una proporción considerable de ésta es desembolsada a través de la red de OPET.

Las medidas asociadas que se realizarán en 1992/93 seguirán las mismas pautas que las hasta ahora llevadas a cabo. Las 40 OPET cooperarán en alrededor de 400 medidas (200 en la CE y 200 fuera de ella). Los programas se elaboran de acuerdo con los resultados de evaluaciones tecnológicas y de mercado y de propuestas de la propia red de OPET.

Las medidas cubrirán los diferentes ámbitos de aplicación del programa Thermie de la siguiente forma:

Utilización racional de la energía	60%
Fuentes de energía renovables	20%
Combustibles sólidos	10%
Hidrocarburos	10%

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL POTENCIA DE MERCADO

En el ámbito de la utilización racional de la energía en la industria, consultores externos han llevado a cabo once evaluaciones tecnológicas y de mercado en colaboración con las OPET, que han abarcado los siguientes sectores industriales: hierro y acero, metales

no ferrosos, productos químicos, agroalimentación, papel y cartón, ladrillos y arcillas pesadas, alfarería y cerámica, cristal, cemento, fabricación de cerveza y textiles. Asimismo, ha sido objeto de una evaluación de mercado una tecnología multisectorial: CHP (producción combinada de electricidad y calor o cogeneración). Cada una de estas 12 evaluaciones ha tenido por objeto determinar el potencial de mercado en la situación real de cada sector específico, analizando los principales problemas y obstáculos, incluidos los financieros. Como consecuencia de éstas, se han propuesto estrategias de difusión particulares para tecnologías específicas. Además, se están evaluando en la actualidad los mercados de 'mecanismos de transmisión de velocidad regulable para las máquinas giratorias' y 'bombas de calor industriales de tamaño mediano y grande'.

En 1992/93 estas actividades de mercado y otras del sector industrial realizadas hasta la fecha irán seguidas de otras más focalizadas a fin de contribuir a satisfacer necesidades específicas reales. Estas actividades de mercado estarán estrechamente relacionadas con la segunda fase de la estrategia de difusión que se está siguiendo durante este período.

Con respecto a la **utilización racional de la energía en los edificios**, el principal uso final de la energía es la calefacción de locales (70% del total de edificios de viviendas y 55% del total de edificios comerciales y de oficinas), seguida del agua caliente en los edificios de viviendas (12%) y de los aparatos eléctricos en los edificios comerciales y de oficinas (25%). Teniendo en cuenta la actual penetración en el mercado y el rendimiento de las tecnologías disponibles, podría conseguirse un ahorro global del 16% en los edificios de viviendas y del 27% en los edificios comerciales y de oficinas. La mayor parte de este ahorro vendría dada por la introducción de las mejores tecnologías disponibles en la calefacción de locales (16% del consumo energético total). En 1992/93 se seguirán cinco líneas de actuación principales en el sector de los edificios:

- análisis del potencial de grandes proyectos focalizados con importantes repercusiones en el medio ambiente y en una mejora de la eficiencia energética y el medio ambiente;
- evaluación del mercado y del potencial de ahorro energético de las casas de bajo CO₂, redes combinadas de calefacción y refrigeración centralizadas y sistemas de gestión de la energía en edificios (BEMS) en las pequeñas y medianas empresas;
- análisis del potencial de difusión en los Estados miembros de los métodos de evaluación ambiental en la fase de diseño, a fin de fomentar el concepto de edificio 'respetuoso del medio ambiente';

- detección de antiguos emplazamientos industriales para su transformación en edificios comerciales o de oficinas, que pudieran ser una buena base para las actividades de difusión focalizadas;

- estrecho contacto con los fabricantes y empresas de construcción para garantizar una mejor integración en las actividades Thermie.

En el ámbito de la **utilización racional de la energía en el transporte**, las áreas prioritarias para las actividades de difusión son: fomento del transporte público y control y gestión del tráfico en las ciudades. Constituyen además dos importantes áreas de actividad la optimización de la gestión del transporte de mercancías y el uso de combustibles alternativos. En 1992/93, los estudios de mercado en este ámbito se centrarán en la evaluación detallada de la demanda del transporte urbano. El objetivo es considerar la manera óptima de hacer corresponder la oferta a la demanda mediante sistemas adaptados y modernos que permitan al transporte público recuperar una parte importante del mercado de los viajes al centro de las ciudades. Se prestará especial atención a la viabilidad de mejorar el despliegue de vehículos eléctricos en las ciudades.

En el ámbito de las **fuentes de energía renovables** se han emprendido algunas evaluaciones de mercado: 'Biogás a partir de abono animal', 'Energía a partir de residuos industriales', 'Energía a partir del uso a gran escala de madera en la industria', 'Parques eólicos y molinos de viento aislados', 'Tecnologías térmicas solares en el uso industrial a gran escala de agua', 'Oportunidades comerciales e industriales para las tecnologías fotovoltaicas en Hungría y Checoslovaquia'. También se están realizando varios estudios sobre 'Potencial de mercado de tecnologías eficientes en zonas rurales de la Comunidad y en países del Este' y 'Estrategias de mercado para el fomento de las fuentes de energía nuevas y renovables para las administraciones locales'. Éstos serán más tarde completados con nuevas evaluaciones de mercado focalizadas en consonancia con la estrategia de difusión.

En el sector de los **combustibles sólidos** se ha iniciado un estudio sobre el 'Potencial de mercado de los combustibles derivados de la licuación de carbón' como continuación del proyecto de la central de licuación de Point of Ayr. Habida cuenta de que también existe un mercado importante para las tecnologías limpias y eficientes de combustión de carbón en los países de Europa central y oriental y en otros lugares, se está realizando una serie de seis análisis de mercado sobre el potencial de las calderas, desecadores y hornos en Polonia, Hungría, Checoslovaquia y China. En 1992/93 se efectuarán evaluaciones de mercado similares en otros tres países (Bulgaria, Rumania, CEI, Indonesia o Colombia), en

1 Este ahorro está basado en el consumo total de los 12 Estados miembros de la CE.

donde existe un importante mercado potencial para el carbón o el lignito.

En el sector de los **hidrocarburos**, se ha emprendido un estudio de mercado sobre las tecnologías relacionadas con los sistemas de transformación en las instalaciones 'off-shore'. Se han iniciado otros estudios relativos a la tecnología polifásica, las técnicas de prospección o la explotación automática haciendo uso de robots. Se llevarán a cabo en este sector varias evaluaciones de la tecnología, estrechamente vinculadas a las actividades de difusión en terceros países (Europa central y oriental, norte de Europa y América del Norte).

DIFUSIÓN DE LA INFORMACIÓN

Ya se han efectuado o se están llevando a cabo un total de 58 actividades a fin de hacer avanzar la estrategia de difusión por lo que respecta a la **utilización racional de la energía en la industria**, ámbito éste en el que la Comunidad ha financiado más de 220 proyectos de demostración y dentro de Thermie en el pasado. Estos proyectos pueden clasificarse en cuatro grupos:

- actividades a nivel comunitario, cuyos objetivos básicos son clarificar la situación energética de los sectores industriales en relación con las evaluaciones tecnológicas y de mercado y analizar los obstáculos legales y administrativos y los aspectos políticos;
- actividades cuyo principal objetivo se centra en medidas de venta directa al público a nivel local/regional/nacional, encaminadas a facilitar directamente las operaciones comerciales;
- actividades destinadas a ofrecer una gran variedad de instrumentos de información que cubran tecnologías y sectores específicos como publicaciones, vídeos, etc.;
- actividades que motiven en mayor medida a los sectores industriales mediante un conjunto coordinado de actividades tras la obtención de resultados satisfactorios.

En la segunda fase (1992/93), la estrategia de difusión irá dirigida a crear la infraestructura necesaria para facilitar estas actividades de comercialización entre fabricantes, empresas de ingeniería, financieros y asociaciones industriales.

En cuanto a la **utilización racional de la energía en edificios**, el programa de difusión incluía la organización de seminarios en la Comunidad y en Europa oriental y la elaboración de maxifolletos y vídeos sobre los temas siguientes: obras gruesas de edificios, tecnología de actualización de materiales para los edificios existentes, calderas de alto rendimiento, arquitectura bioclimática, sistemas de gestión de la energía en edificios, CHP, calefacción centralizada y tecnología eficiente de alumbrado.

En 1992/93, el programa de difusión en este sector se centrará en las viviendas de bajo consumo de energía, modificación de edificios existentes, calderas de condensación y sistemas de gestión de la energía en edificios. Las OPET llevarán a cabo importantes campañas de promoción en estrecha colaboración con las empresas de construcción, proveedores de equipos y fabricantes a fin de incrementar la efectividad de las actividades.

Con respecto a la **utilización racional de la energía en el transporte**, la prioridad ha consistido en facilitar el intercambio de experiencias entre los diferentes participantes, utilizando diversas técnicas de promoción tales como un seminario europeo sobre transporte público urbano, un vídeo en el que se muestran experiencias y resultados significativos en el sector, una campaña de alcance comunitario dirigida a municipios y compañías de transporte, así como seminarios sobre gestión del transporte marítimo y viario y sobre el uso de combustibles alternativos (diésel). Se prevé para el próximo período un esfuerzo considerable para fomentar y reforzar el intercambio de resultados y experiencias de una selección de ciudades europeas. Esto se puede maximizar mejorando los conocimientos técnicos mediante el establecimiento de proyectos focalizados, sobre todo en la gestión del tráfico urbano y también en determinadas acciones específicas para el fomento del transporte público y el uso de combustibles alternativos.

En el ámbito de las **fuentes de energía renovables**, se han llevado a cabo un total de 32 actividades. La mayor parte de la información difundida en este sector se obtuvo de programas comunitarios, con aportaciones procedentes de los programas de los Estados miembros y de proyectos no estatales. Se centró en la energía solar fotovoltaica (grandes centrales fotovoltaicas conectadas a la red, centrales de menor tamaño interconectadas y conectadas después al sistema de red, así como aplicaciones aisladas) y en la calefacción térmica solar (en edificios, en la industria, en agricultura y en piscinas). Para continuar esta labor se realizará un gran esfuerzo de promoción en estrecha cooperación con las autoridades locales de las zonas rurales y en conexión con otras organizaciones internacionales como la UNESCO y la OMS.

En el sector de los **combustible sólidos**, se han efectuado un total de 10 operaciones centradas en dos ámbitos de actuación:

- Actividades a nivel comunitario cuyo objetivo es evaluar el estado actual de las tecnologías de combustión limpia y eficiente de carbón y lignito en relación con la tecnología, el potencial de mercado y los aspectos ambientales;
- Actividades en terceros países (principalmente de Europa oriental) tales como evaluaciones tecnológicas y de mercado, visitas técnicas de los responsables de la

toma de decisiones a los emplazamientos de los proyectos, operaciones de comercialización con la participación de los responsables de la toma de decisiones, instituciones financieras y proveedores de tecnología.

En cuanto a la información que será difundida, la Comunidad puede ofrecer más de 120 proyectos que han sido financiados con arreglo a sus programas y que incluyen la transformación del carbón, la combustión limpia de carbón en lechos fluidizados o carbón pulverizado con equipos de protección ambiental y ciclo combinado con gasificación integrada. En el sector de los **hidrocarburos**, la difusión de información se ha efectuado mediante la participación en exposiciones, en donde las empresas han presentado las tecnologías financiadas por la Comunidad. Se han editado folletos y un boletín informativo que ofrece información concisa sobre la disponibilidad de tecnologías específicas. Están muy avanzados los trabajos preparatorios de los talleres en casi todos los Estados miembros. Posteriormente se hará especial hincapié en el análisis del potencial de un proyecto focalizado en tecnología polifásica.

COOPERACIÓN CON TERCEROS PAÍSES

Una parte considerable de las actividades de evaluación y difusión con importantes para los terceros países. De hecho, ofrecen un amplio campo de acción para la penetración de las tecnologías que está promocionando la CE en su mercado interno. En consonancia con sus objetivos políticos generales, la Comisión ha dirigido sus actividades de manera prioritaria a Europa central y oriental, CEI incluida, y a los países de la AELC. Con miras a garantizar la efectividad de las actividades sobre el terreno, se han establecido puntos focales provistos de una plantilla de expertos permanentes: se han establecido 12 Centros de Energía CE² en Europa central y oriental y en la CEI como consecuencia de la Decisión de la Comisión de 5 de diciembre de 1991, todos ellos ya operativos. La primera tarea fue la realización de 100 evaluaciones tecnológicas en instalaciones industriales y edificios, que proporcionaron a la CE una valiosa información sobre el estado de los equipos y el potencial de penetración de las tecnologías energéticas europeas. A fin de recabar datos fiables, se llevó a cabo una considerable cantidad de mediciones energéticas sobre el terreno, que resultaron muy valiosas pues produjeron resultados inmediatos, reduciéndose el consumo

energético en las instalaciones y edificios visitados entre un 15 y un 25% por término medio. Los beneficios políticos derivados de estas medidas rápidas y efectivas son muy elevados tanto para los gobiernos de Europa central y oriental como para las industrias afectadas. Estas medidas serán consolidadas y puestas en relación con las ayudas complementarias prestadas con arreglo a otros programas comunitarios (TACIS y PHARE). Además, se ha emprendido un programa de actividades de promoción, que incluye la organización de conferencias, talleres y ferias comerciales, la producción de documentación, el establecimiento de bases de datos y la formación del personal, con miras a la aplicación efectiva de las tecnologías energéticas disponibles en el mercado comunitario. En 1993 el programa seguirá las mismas directrices, teniendo debidamente en cuenta las necesidades y capacidades de terceros países. Está asimismo prevista la cooperación con otras regiones vecinas del norte y el sur de Europa, en particular con los países mediterráneos y con los prometedores mercados de América del Norte.

Para mayor información sobre todo lo referente a Thermie, diríjense a:

Mrs Graeme Cole
OPET-CS
18 av R Vandendriessche
B-1150 Bruselas
Tel: 32.2.771 5370
Fax: 32.2.771 5611

² Los Centros de Energía CE ya operativos son: Varsovia (Polonia), Praga y Bratislava (República Federativa Checa y Eslovaca), Budapest (Hungría), Sofía (Bulgaria), Talín (Estonia), Riga (Letonia), Vilna (Lituania), Moscú y San Petersburgo (Rusia), Kiev (Ucrania) y Minsk (Bielorrusia).

PRÓXIMAS ACTIVIDADES THERMIE

TÍTULO	FECHA	LUGAR	CONTACTO OPET
Seminario sobre medición y reglamentación de la calefacción de locales	27-28 Enero	Bulgaria	INNOTEC Mr Andreas Jahn
Curso de formación - Gestión de la energía	10-11 Febrero	Rusia	BCEOM Miss Barbara Chenot
Aplicación de proyectos de regulación de la carga en Checoslovaquia	Marzo	RFCE	GOPA Mr H-J Siegler
Nuevas tecnologías para la URE en el sector de los ladrillos y arcillas pesadas	Marzo	Portugal	CCC Mr Luis Silva
Simposio sobre energía fotovoltaica entre industriales fotovoltaicos búlgaros, rumanos y la CCE	Marzo	Bulgaria, Rumanía	ASTER Miss Milena Guizzardi
Pabellón de exposición 'Energiesparmesse 1993'	5-7 Marzo	Austria	Zr-E Mr Helmut Windschlegl
Taller sobre mejora del rendimiento de las calderas existentes	Primavera	Hungría	ENEA Mr Walter Cariani
Ahorro de energía mediante reciclado de materiales	Primavera	Países Bajos	NOVEM Mr William Gerardu
Equipos eficientes de gas natural industrial y doméstico	Primavera	Grecia	LDK Mr Spyros Pavlidis
Uso eficaz de la energía en la explotación minera a cielo abierto	Abril-Mayo	EC	ICEU Mr Thorsten Kömer
Organización y aplicación de una campaña de promoción en la CEI en industrias de elevada intensidad de energía	Abril-Mayo	CIS	ICEU Mr Thorsten Kömer
Estrategias de control de grandes calderas	Abril	Alemania	TÜV Mr Jörg Bostel
Nuevas tecnologías para la URE en la industria de la cerámica	Abril	Portugal, España	CCC Mr Luis Silva
Energía fotovoltaica: un reto para España y Portugal	26-28 Abril	Portugal, España	CCC Mr Feliz Mil-Homens
El mercado noruego como objetivo	Mayo	Dinamarca	ICEU Mr Thorsten Kömer
Digestión anaeróbica de lodos de depuradora y codigestión de residuos orgánicos	Mayo-Junio	Irlanda	EOLAS Ms Rita Ward
Curso práctico sobre uso racional de la energía en el sector del vidrio	May	RFCE	FIZ Karlsruhe
Uso de fuentes geotérmicas para calefacción centralizada y otras aplicaciones	May	Alemania Polonia	POTSDAM Mr Jurgen Socher
Tecnologías energéticas para la industria europea de la cerámica	Mayo	Italia	ASTER Miss Milena Guizzardi
Tecnologías para el uso racional de la energía en el sector de la arcilla, ladrillos y azulejos	10-11 Mayo	Norte de África	ICIE Miss N Del Bufalo
Financiación de terceros: ventajas, ahorro energético y contaminación	Junio	Italia	ICIE Miss N Del Bufalo
Curso práctico sobre transporte público eficiente en Riga y Tallín	Junio	Letonia	ASTER Miss Milena Guizzardi
Sistemas avanzados de climatización: climatización activa y pasiva	3-4 Junio	España	ICAEN Mr Joan Josep Escobar
Ahorro de energía mediante intervenciones de racionalización de la baja demanda del transporte público	10-11 Junio	EC	ICIE Miss N Del Bufalo

ORGANIZACIONES PARA EL FOMENTO DE LAS TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS: OPET

ADDRESS		TELEPHONE AND FAX NUMBERS
AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE 27 rue Louis Vicat F - 75015 PARIS	Tel: Fax: Manager: Contact:	33-1-47.65.20.00 33-1-46.45.52.36 Gerard RIGUIDEL Michel VIAUD
AGENCE POITOU-CHARENTES ÉNERGIE DÉCHETS EAU 15 rue de l'Ancienne Comédie, BP 575 F - 86021 POITIERS Cédex	Tel: Fax: Manager: Contact:	33-49-41.54.50/33-49-41.71.36 33-49-41.61.11 Jean-Pierre MORISSET Agnès MOREL
AGENCE RÉGIONALE DE L'ÉNERGIE Conseil Régional Nord-Pas de Calais 2 rue de Tenremonde, BP 2035 F - 59014 LILLE Cédex	Tel: Fax: Manager: Contact:	33-20.60.67.76 33-20.60.67.80 Michel LAMBLIN Jean-Michel POUPART Nathalie DUTREMEE
ASTER - Agenzia per lo Sviluppo Tecnologico dell'Emilia Romagna Via San Felice 26 I - 40122 BOLOGNA	Tel: Fax: Manager: Contact:	39-51-23.62.42 39-51-22.78.03 Paolo BONARETTI Milena GUIZZARDI
BCEOM, Société Française d'Ingénierie Place des Frères Montgolfier F - 78286 GUYANCOURT Cedex	Tel: Fax: Manager: Contact:	33-1-30.12.48.00 33-1-30.12.10.95 Claude PEYREBONNE Barbara CHENOT
BRECSU - Building Research Establishment Garston, Watford Hertfordshire UK - WD2 7JR	Tel: Fax: Manager: Contact:	44-923-66.44.37/47.54 44-923-66.40.97 Paul DAVIDSON Clare CARDEN
CCE/CEEETA/CBE Estrada de Alfragide Praceta 1 - Alfragide P - 2700 AMADORA	Tel: Fax: Manager: Contact: Manager & Contact	CCE: 351-1-471.14.54/471.81.10/ 351-1-471.81.60/471.82.35 CEEETA: 351-1-395.57.64/65 CCE: 351-1-471.13.16 CEEETA: 351-1-395.24.90 João Pedro DA SILVA RICARDO (CCE) Luis SILVA (CCE) Henri BAGUENIER (CEEETA)
COWIconsult - Consulting Engineers and Planners Parallelvej 15 DK - 2800 LYNGBY	Tel: Fax: Manager: Contact:	45-45-97.22.11 45-45-97.22.12 Peter JOHANSEN Britt Herlov PEDERSEN
CRES - Centre for Renewable Energy Sources 19 Km Athinon - Marathon Avenue GR - 19009 PIKERMI	Tel: Fax: Manager: Contact:	30-1-603.99.00 30-1-603.99.04 Nicholas CHRYSOCHOIDES Dimitris PAPASTEFANAKIS

EAB Energie-Anlagen Berlin GmbH Technische Universität Berlin Berliner Kraft- und Licht AG ERIC Berlin - Flottwellstr 4-5 D - 1000 BERLIN 30	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-30-25.49.6-0 49-30-25.49.61.00 Thomas MIERKE Bernhard VOIGT
Energy Centre Denmark Suhmsgade 3 DK - 1125 KØBENHAVN K	Tel: Fax: Manager: Contact:	45-33-11.83.00 45-33-11.83.33 Kenneth LARSEN Flemming ØSTER
ENEA (Fire) Cre Casaccia - PB 2400 S Maria di Galeria I - 00060 ROMA	Tel: Fax: Manager: Contact:	39-6-30.48.39.81/36.26 39-6-30.48.64.49 Giuseppe TOMASSETTI Walter CARIANI
EOLAS - The Irish Science and Technology Agency Glasnevin IRL - DUBLIN 9	Tel: Fax: Manager: Contact:	353-1-37.01.01 353-1-37.28.48 David TAYLOR Sonja WAUGH
ETSU - Energy Technology Support Unit Harwell Oxfordshire UK - OX11 0RA	Tel: Fax: Manager: Contact:	44-235-43.35.61/30.62 44-235-43.20.50 Arthur HOLLIS Cathy DURSTON
EUROPLAN, Consultants Européens pour la Technologie SARL Ophira II, 630 Route des Dolines F - 06560 VALBONNE	Tel: Fax: Manager: Contact:	33-93.65.31.57 33-93.95.83.71 Philippe OUTREQUIN André JACQUEMART
EVE - Ente Vasco de la Energia Edificio Albia 1 San Vicente 8 - Planta 14 E - 48001 BILBAO	Tel: Fax: Manager: Contact:	34-4-423.50.50 34-4-424.97.33 Jesus M GOIRI Juan REIG
EXERGIA SA Apollon Tower Energy Information Technology and Management Consultants S A 64 Louise Riencourt Street GR - 11523 ATHENS	Tel: Fax: Manager: Contact:	30-1-692.09.61/649.61.85 30-1-649.61.86 Theodor GOUMAS Yannis CARALIS
Fachinformationszentrum Karlsruhe - Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH D - 7514 EGGENSTEIN-LEOPOLDSHAFEN 2	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-7247-808-351 49-7247-808-134 Hans-Jürgen LAUE Werner BAHM
FAST - Federazione delle Associazioni Scientifiche e Tecniche Piazzale Rodolfo Morandi 2 I - 20121 MILANO	Tel: Fax: Manager: Contact:	39-2-76.01.56.72 39-2-78.24.85 Alberto PIERI Paola PERINI
GEP-ASTEO Tour Albert 1er 65 avenue de Colmar F - 92507 RUEIL-MALMAISON	Tel: Fax: Manager: Contact:	33-1-47.52.91.92 33-1-47.52.90.44 Michel NINGLER (Ext: 90.89) Chantal BURLOT (Ext: 93.83)

GOPA - Consultants Hindenburgring 18 D - 6380 BAD HOMBURG vdH1	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-6172-3004.0 49-6172-35046 Florian SAUTER-SERVAES Hans-Joachim SIEGLER
IABPO Friedemann und Johnson Pestalozzistr. 88 D - 1000 BERLIN 12	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-30-312.2684 49-30-313.2671 Elisabeth FRIEDEMANN Hermann HOMANN
ICAEN Generalitat de Catalunya Avda Diagonal, 453 Bis, Atic E - 08036 BARCELONA	Tel: Fax: Manager: Contact:	34-3-439.28.00 34-3-419.72.53 Albert MITJÀ Joàn Josep ESCOBAR
ICEU Leipzig GmbH Auenstr. 25 O - 7010 LEIPZIG	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-341-29.09.04 49-161-720.27.87 Thorsten KÖRNER Thorsten KÖRNER
ICIE - Istituto Cooperativo per l'Innovazione Via Nomentano 133 I - 00161 ROMA	Tel: Fax: Manager: Contact: Coordinat:	39-6-884.58.48 39-6-855.02.50 Paolo DE PASCALI Nicoletta DEL BUFALO Maria MELCHIORRI
IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía P° de la Castellana 95 - P 21 E - 28046 MADRID	Tel: Fax: Manager: Contact:	34-1-556.84.15 34-1-555.13.89 Antonio DIAZ VARGAS José DONOSO ALONSO
IDOM - Engineering and Consulting Avda Lehendakari Aguirre 3 E - 48014 BILBAO	Tel: Fax: Manager: Contact:	34-4-447.96.00 34-4-476.18.04 Ricardo GARCIA LEANDRO Marta GARCIA TELLERIA
INNOTEC - Systemanalyse GmbH Kurfürstendamm 180 D - 1000 BERLIN 15	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-30-882.32.51/34.32 49-30-882.66.44 Andreas VOLWAHSEN Andreas JAHN
INSTITUT WALLON ASBL/ENERGIUM 2000 10 boulevard Baron Huart B - 5000 NAMUR	Tel: Fax: Manager: Contact:	32-81-23.04.52 32-81-23.07.42 Luc GOETGHEBUER Francis GHIGNY
IVEN Institut Valencià de l'Energia Generalitat Valenciana Avellanas 14 - 3° F E - 46003 VALENCIA	Tel: Fax: Manager: Contact:	34-6-392.00.05/04/03 34-6-391.44.60 Mario AZARA GARCIA DEL BUSTO Joaquín ORTOLA
LDK Consultants Engineers & Planners 7 Sp Triantafyllou Str GR - 113 61 ATHENS	Tel: Fax: Manager: Contact:	30-1-862.96.60 30-1-861.76.81 Leonidas DAMIANIDIS Spyros PAVLIDIS

MARCH Consulting Group Telegraphic House, Waterfront 2000 Salford Quays MANCHESTER UK - M5 2XW	Tel: Fax: Manager: Contact:	44-61-872.36.76 44-61-848.01.81 Bob BAILEY Sarah SIDEBOTTOM
NOVEM - The Netherlands Agency for Energy and the Environment PO Box 17 NL - 6130 AA SITTARD Contact FLANDERS MENS EN RUIMTE Aarlenstraat 44 B-1040 BRUSSELS	Tel: Fax: Manager: Contact: Tel: Fax: Manager: Contact:	31-46.59.52.76 31-46.52.82.60 Theo HAANEN William GERARDU 32-2-230.67.75 32-2-230.54.10 Herman BAEYENS Edgard VANDEBOSCH
OCICARBON - Asociación Gestora para la Investigación y Desarrollo Tecnológico del Carbón c/Agustín de Foxá 29 4° A E - 28036 MADRID	Tel: Fax: Manager: Contact:	34-1-733.86.62 34-1-314.06.46 Rafael MARTIN MOYANO Fernando ALEGRÍA
THE PETROLEUM SCIENCE & TECHNOLOGY INSTITUTE Offshore Technology Park Exploration Drive, Bridge of Don ABERDEEN UK - AB23 8GX	Tel: Fax: Manager: Contact:	44-22-470.66.00 44-22-470.66.01 Peter J BIGG Jane KENNEDY
POTSDAM Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie Referat 45 Feuerbachstrasse 24/25 O - 1570 POTSDAM	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-331-96.45.02 49-331-96.45.24 49-331-96.45.92 Rainer BEHNKE Jürgen SOCHER
RHONALPÉNERGIE - Agence Régionale de l'Energie de la Région Rhône-Alpes 69 rue de la République F - 69002 LYON	Tel: Fax: Manager: Contact:	33-78.37.29.14 33-78.37.64.91 Alain JEUNE Christian LABIE
TÜV RHEINLAND eV Insitut für Umweltschutz und Energietechnik (Kst 931) Am Grauen Stein D - 5000 KÖLN 91	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-221-806.0 49-221-806-13.50 Wolfgang WIESNER (Ext: 2711) Jörg BOSTEL (Ext: 2870) Hansgert QUADFLIEG (Ext: 2139)
University College Dublin Energy Research Group School of Architecture Richview, Clonskeagh IRL - DUBLIN 14	Tel: Fax: Manager: Contact:	353-1-706.27.22 353-1-706.27.21 353-1-283.89.08 James Owen LEWIS Mary RIGBY
Zr-E - Zweckverband Regionale Entwicklung und Energie Wieshuberstrasse 3 D - 8400 REGENSBURG	Tel: Fax: Manager: Contact:	49-941-42004 49-941-44691 Johann FENZL Toni LAUTENSCHLÄGER

COOPERACIÓN CON PAÍSES EN DESARROLLO EN EL ÁMBITO DE LA ENERGÍA

Pavlos Dinopoulos, DG XVII

Dirección de política energética, Unidad de planificación energética

El incremento del consumo energético en los países en desarrollo constituirá un factor de importancia en un próximo futuro. Si bien en la actualidad los países más ricos siguen siendo los principales consumidores de energía, a mediados del próximo siglo los países hoy en vías de desarrollo se repartirán la parte principal del uso energético comercial mundial. Viene a subrayar la importancia de la cooperación técnica en el ámbito energético el hecho de que muchos países en desarrollo poseen abundantes recursos de combustibles fósiles que necesitan utilizar de manera más eficiente. La producción y el consumo sostenibles de energía pueden suponer una importante contribución al rendimiento comercial de los países en desarrollo, mejorando en particular su competitividad y garantizándoles, por tanto, una posición exterior viable. La cooperación energética entre la CEE y los países en desarrollo debe estar firmemente anclada en un marco político que propicie un desarrollo sostenible. Para ello es preciso que los países en desarrollo examinen detenidamente las repercusiones de sus políticas en el nivel y el modelo de consumo energético en todos los sectores.

PLANIFICACIÓN POLÍTICA Y ASISTENCIA TÉCNICA

La Comunidad ha desarrollado diversos instrumentos de cooperación técnica orientados principalmente hacia la planificación política y el desarrollo energético.

Éstas son dos categorías de instrumentos comunitarios en este campo:

- aquéllos con alcance geográfico amplio: **instrumentos horizontales**, y
- aquéllos que se aplican a zonas geográficas específicas: **instrumentos geográficos**.

INSTRUMENTOS HORIZONTALES

El principal instrumento horizontal es el **Programa de cooperación energética internacional**. Este programa abarca Asia, América Latina, el Mediterráneo y los países de Europa oriental, con especial énfasis en los países de elevado consumo energético y aquéllos próximos a la Comunidad, y se centra en los siguientes aspectos:

- apoyo a la planificación a nivel estratégico mediante asistencia técnica y formación;
- integración regional de mercados energéticos (por ejemplo, OLADE, ASEAN, etc.);
- apoyo institucional a una red internacional de centros de investigación de la energía (COPED); y
- empresas en común que fomenten medidas en el ámbito de las tecnologías energéticas.

Su dotación financiera total es de 8,0 millones de ecus anuales.

INSTRUMENTOS GEOGRÁFICOS

Asia y América Latina

Programa de cooperación para el desarrollo energético. Este programa se centra en la mejora del

uso de la energía en América Latina y Asia a nivel nacional, subregional y regional.

Existen cinco líneas de actuación principales:

- detección, evaluación y despliegue de los recursos energéticos locales, en función de las necesidades prioritarias de los países y regiones afectados;
- cooperación tecnológica en el desarrollo, experimentación, fabricación e instalación de los equipos energéticos más adecuados para explotar los recursos energéticos locales;
- desarrollo y difusión de técnicas que posibiliten un uso eficiente de la energía en la industria, el transporte, la vivienda, la producción, el transporte y la distribución de electricidad, etc.;
- fortalecimiento de las instituciones del sector energético, particularmente mediante la asistencia técnica, y puesta en práctica de actividades de formación;
- difusión de la información, en particular por medio de la formación, la organización de seminarios y la publicación de literatura sobre energía.

La dotación actual del programa es de 13 millones de ecus, aproximadamente, dividida entre Asia (8 millones de ecus) y América Latina (5 millones de ecus). Sin embargo, las asignaciones económicas al sector energético son superiores a esta cifra si se tiene en cuenta el componente energético de actividades de ayuda al desarrollo más amplias. En 1992, por ejemplo, se prevé que se destinarán 21 millones de ecus al ámbito de la energía en los países asiáticos.

Países mediterráneos

La Comunidad puede financiar cualquier proyecto (por ejemplo, producción y transmisión de energía) desde su inicio hasta su fase final (tanto la Comisión como el BEI). No obstante, el marco institucional (protocolos financieros) delega la decisión final en los propios países terceros. En el pasado la mayoría de los proyectos en este ámbito estaban financiados principalmente con los recursos propios del BEI en forma de préstamos con pagos de intereses subvencionados. Las actividades horizontales se limitaban a seminarios y recogida de datos.

Entre los pilares de la nueva estrategia de cooperación mediterránea de la CE están los programas de cooperación regional, que también pueden incluir planes energéticos a nivel regional. Otro pilar lo constituye la prioridad dada a la salvaguardia del medio ambiente; a modo de ejemplo, la Comisión ofrece subvenciones de intereses a los préstamos contraídos por los países mediterráneos con el BEI.

En la actualidad, la atención se centra especialmente en la prestación de asistencia a los países mediterráneos para la interconexión de redes de distribución de energía eléctrica y canalizaciones de gas.

En el caso de Argelia, la energía constituye el principal campo de cooperación. Por ejemplo, el programa de cooperación CE-APRUE (Agencia para el fomento y el uso racional de la energía) asciende a 3,6 millones de ecus.

EL CONVENIO DE LOMÉ

El desarrollo energético se menciona expresamente en el IV Convenio de Lomé como uno de los ámbitos prioritarios de la cooperación ACP-CE. Todas las fases de un proyecto de energía pueden ser financiadas con fondos correspondientes al Convenio de Lomé (desde la prestación de asistencia técnica hasta la misma inversión por parte del Fondo Europeo de Desarrollo o del Banco Europeo de Inversiones).

Sin embargo, según el marco institucional, son los Estados asociados quienes deben determinar las prioridades existentes en las dotaciones geográficas. Con arreglo a Lomé III, el sector de la energía absorbió el 5,8% del presupuesto total (alrededor de 500 millones de ecus).

Dentro de este marco institucional, la Comunidad sólo puede alentar a los gobiernos ACP a que den mayor prioridad a los proyectos energéticos apropiados. También puede garantizar una evaluación más sistemática de todos los proyectos desde el punto de vista de la energía/medio ambiente.

CONCLUSIÓN

El principal objetivo de la cooperación con países en desarrollo en el ámbito energético es contribuir al fomento de la producción y el consumo sostenibles de la energía mediante

- la aplicación de políticas energéticas efectivas y la introducción de tecnologías más eficientes para la producción, transmisión y consumo de energía;
- la sustitución de combustibles fósiles con gran proporción de carbono por combustibles con bajas o nulas emisiones de CO₂;
- el desarrollo de recursos energéticos renovables.

Para alcanzar estos objetivos, la máxima prioridad de la Comunidad será mejorar la capacidad de los países en desarrollo para gestionar la energía de una manera sostenible. ■

SESAME

Keith Joels, DG XVII
Director de recursos de información

LA BASE DE DATOS SOBRE TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS DE LA COMUNIDAD EUROPEA

La información relativa a los cientos de proyectos de innovación sobre energía y tecnología financiados por la Comunidad Europea se publica regularmente en 'La energía en Europa', los folletos de los proyectos y los informes finales. También se da publicidad a estos proyectos mediante cursillos prácticos y conferencias que organiza la Comisión Europea. Sin embargo, el uso de la palabra hablada o escrita impone límites al grado de difusión de la información. El número de personas que pueden ser informadas y participar posteriormente en conferencias es limitado. Sin una amplia publicidad, el conocimiento de las

publicaciones comunitarias también es limitado. Era por tanto evidente la necesidad de crear una técnica de divulgación con posibilidades de llegar a miles de personas, razón por la cual la Comisión estableció un sistema de información electrónica: la base de datos SESAME. La información incluida en SESAME está a disposición de toda persona que, en cualquier lugar del mundo, tenga acceso a un ordenador personal o una terminal y a las redes de comunicación electrónica y se puede acceder a la misma mediante una simple llamada telefónica.

SESAME es una base de datos documental o de texto íntegro que contiene información sobre 12.000 proyectos comunitarios en curso o concluidos en materia de tecnología energética, administrada por la Comisión, los Estados miembros de la Comunidad y Noruega. Desde el diseño hasta la importante fase de supervisión de cada proyecto, pasando por su construcción, se están introduciendo continuamente en la base de datos actualizados de cada proyecto. Los datos constituyen una valiosa fuente de información para aquéllos que necesitan estar al corriente de los últimos progresos del mercado energético europeo.

El campo de aplicación del sector es amplio y en él se incluyen las fuentes de energía nuevas y renovables, el ahorro de energía, los combustibles sólidos, la electricidad, el calor y la industria de extracción de hidrocarburos. Cada registro contenido en la base de

datos ofrece detalles concisos de los aspectos técnicos de cada uno de los proyectos. En cuanto se dispone de resultados provisionales de un proyecto o se realizan importantes cambios conceptuales o de diseño, la información pertinente se introduce en SESAME. Se toma buena nota de los logros de cada proyecto o de los retos que plantea. Además de la información técnica, la base de datos contiene asimismo los nombres y direcciones de los puntos de contacto, información relativa a las empresas que llevan a cabo los proyectos y detalles de los fabricantes que proveen las últimas tecnologías utilizadas. También se dan aclaraciones útiles sobre la ubicación del proyecto, sus costes, ahorro de energía y tiempos de retorno energético.

Pueden acceder a esta abundante información los usuarios de terminales de Teletipo (o microordenadores

con los adecuados programas de comunicación) o de terminales de videotex tales como las utilizadas para Minitel, Prestel y Bildschirmtext.

SESAME es más que una mera base técnica de datos; su potencial de apertura de nuevos mercados es significativo. Muchos contratistas de proyectos están buscando socios bien para establecer empresas conjuntas con miras a desarrollar su tecnología o para explotar nuevos mercados. Los fabricantes que trabajan con los contratistas se muestran a menudo dispuestos a patentar su tecnología. Al identificar la tecnología que ha penetrado con éxito en un mercado, los usuarios de SESAME pueden sopesar las posibilidades de introducir ésta en cualquier otro lugar; bien en otro país o en una industria diferente. SESAME es, además, un escaparate en el que puede observarse la manera en que los líderes de mercado del sector están perfeccionando sus procedimientos. SESAME está también disponible en disquete de Infopartners y en CD-ROM de Longman.

La base de datos puede utilizarse asimismo como un punto de contacto europeo para las empresas que

desean saber quién está operando en un sector específico.

Además, SESAME debe considerarse en un contexto mucho más amplio que el de las tecnologías energéticas; muchos de los proyectos abordan también importantes problemas ambientales, como la eliminación de residuos y la desulfuración de los gases de escape de fabricación, por citar sólo dos de ellos. Algunos proyectos han redundado en una mejora no sólo de los procesos sino también de la calidad de los proyectos. Por último, no deben subestimarse las oportunidades de exportación que ofrece. La tecnología puesta a prueba en un país puede resultar muy innovadora en otro y los problemas que para un contratista son insalvables pueden fácilmente haber sido ya resueltos en otros ámbitos.

Por consiguiente, SESAME representa una valiosa fuente de información para cualquier organización, grande o pequeña, que utilice, desarrolle o requiera modernas soluciones de alta tecnología a los muchos problemas de hoy en día. ■

El acceso en línea a SESAME podrá solicitarse a:

EUROBASES
Kurt Glazer, CEC Loi-57
200 Rue de la Loi
B-1049 Brussels
Tel: 235 00 01
Fax: 236 06 24

y
STN INTERNATIONAL
Postfach 2465
D-7500 Karlsruhe 1
Tel: 49 7247/82 4566
Fax: 49 2968/49 2868

Para la versión CDROM:

LONGMAN INDUSTRY AND PUBLIC SERVICE
MANAGEMENT
6th Floor
Westgate House
The High
Harlow, Essex
UK - CM20 1YR
Tel: 0279 442601
Fax: 0279 444501

Para la versión en disco:

INFOPARTNERS SA LUXEMBOURG
Airport Centre
5 rue Hohenhof, BP 262
1736 Senningerberg
L-2012 Luxembourg
Tel: 352 3498 1440
Fax: 352 3498 1234

y
STATENS DATASENTRAL
Mrs Anne Røed
Ulvenveien 89B
N - 0581 Oslo
Norway
Tel: 47 2 95 63 00
Fax: 47 2 64 84 07

FIRMA DEL CONTRATO CCGI DE PUERTOLLANO
Madrid, 23 de septiembre de 1992

Discurso del Sr. C.S. Maniatopoulos
Director general de energía

**Sr. Presidente,
Sres. Directores Generales,
Señoras y Señores:**

Me es muy grato estar hoy presente en este especial acontecimiento, la firma del contrato del proyecto de central eléctrica CCGI de Puertollano.



El Sr. C.S. Maniatopoulos firmando el contrato de Puertollano

Para llevar a cabo este proyecto formaron Vds. una compañía el pasado mes de abril: "ELCOGAS", con la participación conjunta de seis compañías eléctricas de tres países diferentes. Es éste un hecho de gran significación simbólica, pues demuestra que Europa es cada vez más una realidad: empresas de diversos Estados miembros uniendo sus esfuerzos para llevar a

cabo difíciles tareas con un interés común de colaboración.

El proyecto que llevará a cabo Elcogas refleja los cuatro años de preparación de la central eléctrica CCGI de Puertollano por parte de los servicios de la Comisión. La institución a la que pertenezco y el Consejo de Ministros reconocieron en 1989 que la tecnología CCGI podría adquirir una especial importancia en los próximos años en el ámbito de la producción de electricidad limpia, pero que su desarrollo no resultaría sencillo. Esta es la razón por la que la Comisión recibió un mandato político del Consejo para fomentar un proyecto europeo concreto en este sector que incluiría a las empresas interesadas en aunar sus esfuerzos. Nos congratula observar que las compañías eléctricas captaron este mensaje político, posibilitando el establecimiento del proyecto de Puertollano.

Participación en Elcogas

Endesa	36.67%
Electricité de France	35.0%
Iberdrola II	13.33%
Sevillana de electricidad	8.89%
Hidroeléctrica del Cantábrico	4.44%
Electricidade de Portugal	1.67%

La financiación de este proyecto se inscribe en el programa comunitario Thermie. Como Vds. probablemente saben, este programa, iniciado en 1990, tiene por objeto fomentar las tecnologías energéticas en Europa. Incluye medidas para el fomento de tecnologías de innovación, la divulgación de los proyectos logrados con éxito y la difusión de información a través de una red de organizaciones, denominadas OPET, presentes en todo el continente

europeo. No obstante, el Reglamento Thermie permite asimismo a la Comisión coordinar esfuerzos a fin de alcanzar objetivos concretos en el ámbito de las tecnologías energéticas, también conocidos como "proyectos focalizados". Me complace subrayar que Elcogas es de hecho la primera compañía en llevar a cabo un proyecto focalizado en el marco del programa Thermie. Este proyecto es también significativo no sólo por ser, que yo sepa, la primera vez que compañías de electricidad unen sus fuerzas para desarrollar un nuevo tipo de central eléctrica térmica sino también, lo que tal vez revista mayor importancia, porque por primera vez podrá mostrarse a la opinión pública de nuestros países que las compañías de electricidad y la Comisión están tomando medidas tangibles para encontrar una solución al problema del efecto invernadero, limitando las emisiones de CO₂. La tecnología CCGI es, con mucho, la manera más limpia de utilizar carbón en la producción de electricidad. Es evidente que esta tecnología no conocerá una amplia difusión en la Comunidad hasta dentro de algunos años, pero no cabe duda de que debemos fomentar nuestras propias tecnologías si queremos satisfacer la creciente demanda pública de una energía más limpia. Como saben, el Consejo ha decidido que, en el año 2000, las emisiones de CO₂ no deberán superar el nivel por éstas alcanzado en 1990, aunque, por razones obvias, se prevean considerables incrementos del consumo de electricidad en el futuro. Por consiguiente,

con miras a alcanzar este objetivo "político", se debe mejorar el rendimiento, además de adoptar las otras medidas ya anunciadas. La Comisión, consciente de este desafío, analiza actualmente la situación de la producción de electricidad a partir de combustibles sólidos. De acuerdo con estos resultados, planificaremos la viabilidad de nuevas medidas a fin de cumplir nuestra obligación política.

Tengo la certeza de que todos los aquí presentes, en representación de las compañías eléctricas, los proveedores de tecnología y las entidades públicas, comparten mi convicción de que la producción de electricidad y la protección del medio ambiente podrán darse la mano en el futuro. La opinión pública europea sigue atentamente nuestros actos y no debemos engañarla ni defraudarla. En consecuencia, este primer proyecto focalizado debe ser un éxito absoluto y la Comisión confía plenamente en que se lleve a cabo sin dilación. Nuestra presencia hoy aquí pone de manifiesto nuestra voluntad de unirnos con Vds. con miras a su realización y es nuestro deseo llevarlo a término como ejemplo de éxito en la colaboración europea. Me consta que comparten Vds. este mismo objetivo.

Espero encontrarles en 1996 en Puertollano para celebrar la apertura de esta primera central eléctrica verdaderamente 'europea'. ■

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL ELÉCTRICA CCGI DE PUERTOLLANO (CONDICIONES ISO)	
POTENCIA ELÉCTRICA BRUTA	337 MW
POTENCIA ELÉCTRICA NETA	305 MW
TIPO DE COMBUSTIBLE	de amplia gama
RENDIMIENTO NETO EN PODER CALORÍFICO INFERIOR CARBÓN DE PUERTOLLANO (5 400 Kcal/Kg, 22% CENIZAS)	44.5%-45.5% (condiciones del agua de refrigeración)
EMISIONES	
SO _x (base 15% O ₂)	< 10mg/Nm ³
NO _x (base 15% O ₂)	< 60mg/Nm ³
CO ₂	80% en comparación con las centrales eléctricas convencionales
RESIDUOS SÓLIDOS	Exentos de compuestos peligrosos

**UNA NUEVA CENTRAL ELÉCTRICA DE COMBUSTIÓN LIMPIA
DE RESIDUOS DE CARBÓN FINANCIADA POR LA
COMISIÓN GANA UN PREMIO INTERNACIONAL**

Samuele Furfari, DG XVII

Unidad de tecnología energética

LA UNIDAD DE COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDIZADO
CIRCULANTE (CFBC) DE LA CENTRAL ELÉCTRICA EMILE HUCHET
(CHARBONNAGES DE FRANCE) DE CARLING (LORENA)

Cuando en 1987 se solicitó a la Comisión asistencia financiera para una central eléctrica de 125 MWe basada en la tecnología de combustión en lecho fluidizado circulante (CFBC), la magnitud del proyecto suscitó gran interés en Europa. Sin embargo, los beneficios previsibles de la tecnología CFBC, que combina unos bajos niveles de emisiones contaminantes con la capacidad de quemar combustibles de pequeño poder calorífico, eran tales que la decisión de financiar el proyecto con arreglo al Programa de Demostración (el predecesor del programa THERMIE) recibió una favorable acogida general. Entre 1987 y 1989 fueron asignados al proyecto 10,55 millones de ecus.

Los méritos de este proyecto han sido reconocidos por 'Electric Power International', que ha otorgado su galardón 'Central Eléctrica Internacional' de 1992 a la central eléctrica Emile Huchet por 'sentar las bases de la aplicación de grandes calderas de combustión de fangos de lavado de carbón en lecho fluidizado circulante'. La unidad es hoy una de las más importantes instalaciones de combustión de residuos de carbón y la primera en quemar carbón en forma de fangos de lavado a tal escala.

Una delegación de Miembros del Parlamento Europeo, encabezada por el profesor Claude Desama, Presidente del Comité de energía e investigación científica (CERT) del Parlamento, realizó una visita a la central el 9 de abril de 1992, en la que pudieron apreciar el incentivo que ofrece la prometedora experiencia del proyecto CFBC para una aplicación más extendida de la tecnología. Es probable que el proyecto no se hubiera llevado a cabo sin el apoyo de la Comisión y hay razones más que suficientes para fomentar otros proyectos basados en la tecnología CFBC dentro del programa.

La central eléctrica Huchet está ubicada en Carling (Lorena). En esta región fronteriza participaron en el proyecto operadores tanto franceses como alemanes: la filial de 'Charbonnages de France', COREAL, fue

responsable de la ingeniería y Stein Industrie (una compañía GEC-Alsthom) del trabajo de construcción. El proceso CFBC fue desarrollado por Lurgi GmbH de Alemania. De hecho, la central misma fue construida y es explotada por una compañía establecida al efecto: 'SODELIF' (Société pour le développement du lit fluidisé), también con apoyo financiero de las autoridades francesas y del Banque de Lorraine. El coste total del proyecto asciende hasta la fecha a 515 millones de FF (73,6 millones de ecus a precios de 1987). Una importante característica de esta unidad es que puede quemar una mezcla de residuos de carbón con un contenido de agua del 33%; estos fangos de lavado o 'Schlamm' fueron producidos en la zona durante años por el lavadero de carbón de Charbonnages de France. El uso de este combustible de baja calidad supone que, aunque clasificada con una potencia de régimen de 125 MWe, la central es equivalente, de hecho, a una central de carbón normal de 150 MWe.

El incentivo para construir esta unidad fue resultado de consideraciones tanto económicas como ecológicas:

- la necesidad de mantener la unidad 4 de la central eléctrica en funcionamiento;
- la combustión de un combustible 'gratuito' que no tiene otros usos y que yace en estanques de sedimentación próximos a la central eléctrica;
- combustión limpia que limita las emisiones de SO_x y No_x;
- la recuperación de zonas antes dedicadas al almacenamiento antiestético de escoria;
- la posibilidad de preparar el terreno para unidades más grandes que utilicen esta nueva tecnología.

El proyecto se llevó a cabo tal como estaba previsto y fue conectado a la red de EDF una vez culminada la fase de despegue industrial; pese a las dificultades que entrañaba la empresa, todas las pruebas han arrojado resultados satisfactorios.



Miembros del Parlamento Europeo visitando la central eléctrica Emile Huchet

Los principales resultados técnicos son los siguientes:

- la variación de carga es reforzada hasta 6 MW/min;
- si sólo se queman fangos de lavado (sin adición de combustible normal), la unidad se puede seguir explotando hasta un 50% de la carga máxima;
- en condiciones de carga normal, el consumo de este combustible auxiliar sólo supone un 9,5%, aproximadamente;
- las emisiones son muy inferiores a los niveles máximos permitidos: 250 mg SO_2/Nm^3 con una proporción CA:S de 1:9 (la Directiva CE nº 88/609 establece 400 mg SO_2/Nm^3); 170 mg de NO_x/Nm^3 (la Directiva nº 88/609 establece 650 mg NO_x/Nm^3);

- una gran disponibilidad: la tasa de utilización fue del 88% en 1991, a pesar del período necesario de ajustes finales para la explotación con fangos de lavado.

La tecnología CFBC tiene un futuro prometedor. Puede funcionar con combustibles difíciles o hasta ahora inutilizables, lo que se traduce en menores costes de explotación y en ventajas para el medio ambiente. Por tanto, los potenciales usuarios son todos los operadores de centrales eléctricas de los países productores de carbón que dispongan de grandes cantidades de fangos de lavado. Esta tecnología podría ser particularmente interesante para los países de Europa central y oriental. El éxito de este proyecto ha preparado ya el terreno para la construcción de otra unidad de un tamaño dos veces superior (250 Mwe) en Gardanne (Provenza). Esta central pertenece a EDF (Electricité de France), aunque fue diseñada y equipada por el consorcio responsable de la unidad de Carling y también recibió ayudas económicas de la Comisión dentro del programa THERMIE. Será así la más grande de su tipo en el mundo con esta tecnología y deberá demostrar definitivamente que la producción de electricidad a gran escala mediante combustión limpia de carbón seguirá desempeñando un importante papel en el futuro, reportando beneficios tanto económicos como ambientales. ■



The 1992 International Powerplant Awards

Presented by Electric Power International to:

*Charbonnages de France
Emile Huchet station*

*For pioneering the application of large circulating
fluidized-bed boilers firing coal-waste slurries.*

John Mela
Editor

Presented to CdF Ingenierie COREAL, a major participant in the project cited.

STABILISIERUNG DER CO₂-EMISSIONEN: DIE GEMEINSCHAFTSSTRATEGIE

Peter Faross und Manfred Decker, GD XVII
Referat Energie und Umwelt

Auf der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (UNCED) in Rio de Janeiro unterzeichneten die Gemeinschaft und ihre Mitgliedstaaten das Rahmenübereinkommen zum Klimaschutz, das erst in Kraft treten kann, wenn es von mindestens 50 Ländern ratifiziert worden ist. Ziel dieses Abkommens ist es, die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf einem Maß zu stabilisieren, das gefährliche Einwirkungen auf das Klimasystem durch menschliche Aktivitäten verhindert. Für die entwickelten Länder, die dem Abkommen beitreten, bedeutet dies, daß sie Schritte zur Eindämmung der Emission von Treibhausgasen einleiten müssen, die darauf abzielen, diese anthropogenen Kohlendioxid- und anderen Treibhausgas-Emissionen einzeln oder gemeinsam auf das Niveau von 1990 zurückzuführen. Obwohl die Gemeinschaft und ihre Mitgliedstaaten mit den Verpflichtungen dieses Übereinkommens noch nicht voll und ganz zufrieden sind, betrachten sie dieses Rahmenübereinkommen dennoch als einen wichtigen ersten Schritt in Richtung auf die Erarbeitung einer weltweiten Antwort auf das globale Problem der Klimaveränderung. Bei der Unterzeichnung des Übereinkommens hat die Gemeinschaft ihr Ziel erneut bekräftigt, die CO₂-Emissionen in der ganzen Gemeinschaft bis zum Jahr 2000 auf dem Wert von 1990 zu stabilisieren.

DIE GEMEINSCHAFTSSTRATEGIE

Um zur Verwirklichung dieses Ziels beizutragen, hat die Kommission dem Rat im Mai 1992 eine Reihe von Vorschlägen vorgelegt, die zusammengenommen die Gemeinschaftsstrategie für weniger Kohlendioxidemissionen und mehr Energieeffizienz¹ darstellen.

Die folgenden Entwürfe für Rechtsvorschriften wurden von der Kommission vorgeschlagen:

- eine Entscheidung des Rates zur Förderung der erneuerbaren Energieträger in der Gemeinschaft (Programm ALTENER)²;
- eine Richtlinie des Rates zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen durch eine effizientere Energienutzung (Programm SAVE)³;
- eine Entscheidung des Rates über ein gemeinschaftsweites Beobachtungssystem zur Messung der Emissionen von CO₂ und anderen Treibhausgasen⁴;
- eine Richtlinie des Rates zur Einführung einer Steuer auf Kohlendioxidemissionen und Energie⁵.

Außerdem zielt die Kommission mit ihrer jüngsten Ausschreibung im Rahmen des Programms Thermie auf innovative Energietechnologien zur Verringerung von CO₂-Emissionen ab.

¹ KOM (92) 246 endg. und SEK (91) 1744.

² KOM (92) 180 endg. (ABl. Nr. C 179 vom 16.7.92).

³ KOM (92) 182 endg. (ABl. Nr. C 179 vom 16.7.92).

⁴ KOM (92) 181 endg.

⁵ KOM (92) 226 endg. (ABl. Nr. C 196 vom 3.8.92).

ALTENER

Da der Verbrauch fossiler Energie die Hauptquelle der Emission von Treibhausgasen darstellt, ist die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger heute ein vorrangiges Ziel. Das vorgeschlagene Programm Altener (das in diesem Dokument an anderer Stelle eingehend behandelt wird) setzt schwerpunktmäßig an folgenden Punkten an:

- Vergrößerung des Marktanteils der erneuerbaren Energieträger;
- wirtschaftliche und finanzielle Maßnahmen;
- Ausbildung und Information;
- Zusammenarbeit mit Drittländern.

Prioritäre Maßnahmen werden die Harmonisierung der Rechtsvorschriften in den Mitgliedstaaten und die Ausarbeitung von Normen sein.

Quantifizierte Ziele für das Jahr 2005 sind:

- Verdoppelung des Anteils der erneuerbaren Energien in der Energiebilanz der Gemeinschaft von heute 4% auf 8%;
- Verdreifachung ihres Anteils an der Stromerzeugung;
- Abdeckung von 5% der Verkehrskraftstoffe durch Bio-Kraftstoffe.

Die Programmlaufzeit würde 5 Jahre betragen; für das Programm ist ein Budget von 40 MECU vorgesehen. Die Maßnahmen zur Begrenzung der CO₂-Emissionen werden zum größten Teil erst nach dem Jahr 2000 zu sichtbaren Ergebnissen führen. Die Durchführung des Programms ALTENER sollte jedoch schon im Jahr 2000 zu einer 1%igen Verringerung der ansonsten in der Gemeinschaft im Zeitraum 1990 - 2000 zu erwartenden 11%igen Zunahme der CO₂-Emissionen führen.

SAVE

Derzeit gibt es keine wirtschaftlichen Filtertechnologien zur CO₂-Emissionsminderung, die mit den gegen 'herkömmliche' Luftschadstoffe (SO₂, NO_x und Schwebstoffe) eingesetzten Technologien vergleichbar wären. Es besteht ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der verbrauchten Menge an fossilen Energieträgern und dem Niveau der CO₂-Emissionen. Daher ist eine Verbesserung der Energieausnutzung heute wichtiger denn je.

Die im Rahmen des SAVE-Programms vorgeschlagene Richtlinie deckt Maßnahmen in sieben spezifischen Bereichen ab, die von den Mitgliedstaaten durchzuführen sind. Die Richtlinie legt die angestrebten Ziele klar und deutlich fest, läßt aber den Mitgliedstaaten bei der Durchführung der einzelnen Maßnahmen einen breiten Spielraum (Grundsatz der Subsidiarität). Das Programm legt den Akzent auf die

Verbraucherinformation durch den Energieausweis für Gebäude, Energiebilanzen in der Industrie sowie auf ein verantwortliches Verbraucherverhalten durch Abrechnung der tatsächlich verbrauchten Energie, Wärmedämmung, Drittfinanzierung und regelmäßige Überprüfung bestimmter energieverbrauchender Anlagen und Maschinen, wie Heizkessel und Kraftfahrzeuge.

Die sieben vorgeschlagenen Maßnahmen könnten eine Verlangsamung der erwarteten Zunahme der CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 2 bis 3% bewirken. Die neuen im Rahmen des Programms THERMIE vorgesehenen Maßnahmen könnten zu einer weiteren 1,5%igen Verringerung der Zunahme der CO₂-Emissionen beitragen.

ENERGIE-/CO₂-STEUER

Eines der Schlüsselemente der Gemeinschaftsstrategie für weniger Kohlendioxidemissionen und mehr Energieeffizienz ist die Einführung einer neuen Steuer, die sich zu 50% auf den Energiegehalt und zu 50% auf den Kohlenstoffgehalt von Brennstoffen bezieht.

Der Energie-Teil dieser Steuer sollte durch seinen Einfluß auf die Energiepreise eine rationellere Energienutzung anregen, wohingegen der Kohlenstoff-Teil einen Wechsel zu Brennstoffen, deren Verbrennung kein oder zumindest weniger CO₂ freisetzt, bewirken soll.

Eine solche Steuer würde schrittweise eingeführt werden: Begonnen würde mit ECU 0,21 /GJ und ECU 2,81/t CO₂ im Jahre 1993 (oder etwas später, wenn die Bedingung, daß auch andere OECD-Länder ähnliche Maßnahmen einleiten, erfüllt ist). Jedes Jahr bis zum Jahr 2000 würden diese Beträge um 1/3 der Steuerhöhe von 1993 erhöht; im Jahr 2000 könnten diese Steuern daher ECU 0,7/GJ für Energie und ECU 9,4/t für CO₂ erreicht haben.

Die Wirkung dieser Steuerquoten läßt sich pro Tonne Rohöleinheit folgendermaßen veranschaulichen:

	ECU/t RÖE	
	1993	2000
Braunkohle	21.1	70.5
Steinkohle	19.9	66.2
schweres Heizöl	18.0	59.9
Diesel/Heizöl	17.5	58.3
Benzin	17.3	57.5
Erdgas	15.4	51.3

Bei Strom würde der CO₂-Teil der Steuer auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts des verstromten Brennstoffs erhoben werden, wohingegen der Energie-Teil der Steuer auf der Grundlage der erzeugten Menge

an elektrischem Strom berechnet würde. Strom würde mit 2,1 ECU/MWh besteuert, mit Ausnahme von Strom aus Wasserkraftanlagen mit mehr als 10 MW, für die ein Steuersatz von 0,76 ECU/MWh gelten würde.

Die weiteren Hauptmerkmale der vorgeschlagenen Energie-/CO₂-Steuer können wie folgt zusammengefaßt werden:

- Alle Energiequellen werden von der Steuer erfaßt außer den regenerativen Energieformen (wie gerade erwähnt, wird Wasserkraft aus Anlagen mit über 10 MW jedoch besteuert);
- die Steuer wird sich eng an das bestehende Verbrauchssteuersystem anlehnen;
- die Steuer kommt zu bestehenden Steuern hinzu;
- es handelt sich um eine Steuer der Gemeinschaft, die jedoch von den Mitgliedstaaten erhoben wird;
- die Einnahmen aus der Steuer werden in die nationalen Haushalte fließen, doch wird der Grundsatz der Einnahmeneutralität eingehalten (insgesamt keine Zunahme der gesetzlich festgelegten Steuern und Abgaben).

Wichtig ist, daß die Steuer die internationale Wettbewerbsstellung der Gemeinschaftsindustrie nicht gefährden soll. Deshalb - sowie auch mit Blick auf die globale Natur des Treibhauseffektes - wird als *conditio sine qua non* vorgeschlagen, daß die Steuer-Richtlinie erst dann in Kraft treten soll, wenn die anderen Handelspartner aus den OECD-Ländern eine ähnliche Steuer einführen oder Maßnahmen ergreifen, die ähnliche finanzielle Auswirkungen haben. Außerdem sind in Fällen unlauteren Wettbewerbs durch Länder, die keine solchen Maßnahme anwenden, oder im Fall von Neuinvestitionen der Industrie zur Begrenzung der CO₂-Emissionen Ermäßigungen oder Ausnahmen vorgesehen.

BEOBSACHTUNGSSYSTEM

Ein Vorschlag für eine Entscheidung über ein Beobachtungssystem zur Überwachung der Durchführung der Gemeinschaftsvorgaben durch die einzelnen Mitgliedstaaten und der einzelnen einzelstaatlichen Programme wurde in die Gesamtstrategie der Gemeinschaft aufgenommen. Außer den CO₂-Emissionen könnten hiermit auch andere Emissionen von treibhausrelevanten Gasen sowie die wirtschaftlichen Lasten, die den Mitgliedstaaten aufgrund der Durchführung der Gemeinschaftsstrategie entstehen, abgedeckt werden (Grundsatz der Umlageung der Belastungen). Eines der Ziele besteht darin, zu überprüfen, ob die wirksame Durchführung all dieser vorgesehenen Maßnahmen auch wirklich zu einer Stabilisierung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2000 auf den Wert von 1990

führen wird. Das Beobachtungssystem sollte ferner ein wichtiges Instrument für die im Rahmen des internationalen Klimaschutz-Übereinkommens vorgesehenen Berichtsverfahren werden.

Da alle Vorschläge bezüglich der Begrenzung der CO₂-Emissionen Verbesserungen der Energieeffizienz und/oder Brennstoffsubstitution betreffen, dürften sie beträchtliche energiepolitische Auswirkungen zeitigen. Aus diesem Grund hat die Kommission vorgeschlagen, das Überwachungsverfahren so eng wie möglich in die bestehende regelmäßige Überprüfung der nationalen Energiepolitiken einzubinden.

ARBEITEN IM RAT

In verschiedenen Arbeitsgruppen des Rates wurde bereits mit vorbereitenden Beratungen begonnen. Die Arbeit wurde vom britischen Vorsitz folgendermaßen verteilt:

- Die Arbeitsgruppe des Rates 'Energie' wird sich mit den Vorschlägen im Rahmen von Altener und SAVE befassen;

- eine Ad-hoc-Arbeitsgruppe 'Wirtschafts- und Finanzfragen' wird sich mit dem Vorschlag für eine Energie-/CO₂-Steuer beschäftigen;

- die Arbeitsgruppe des Rates 'Umwelt' wird über die Vorschläge für das Beobachtungssystem beraten.

Die Finanzminister tagten am 14. Dezember 1992 zu einem ersten Meinungsaustausch über den Vorschlag für eine Energie-/CO₂-Steuer. Die letzte Ratstagung der Energieminister fand am 30. November statt.

Eine umfangreiche Studie über die wirtschafts- und energiepolitischen Folgen der Steuer ist inzwischen abgeschlossen und eine ausführlichere Zusammenfassung (die diesem Artikel folgt⁶) wird gerade festgelegt. Die Größenordnung der CO₂-Emissionen im Basisjahr 1990 wird im Hinblick auf die Stabilisierung bis zum Jahr 2000 von großer Bedeutung sein; in den folgenden Tabellen sind daher einige statistische Daten angegeben. *Energie in Europa* wird Sie auch weiterhin über diesen zentralen Bereich der Energiepolitik der Gemeinschaft auf dem laufenden halten. ■

⁶ SEK (92) 1996 vom 23.10.1992

Energiebedingte CO2-Emissionen 1990
(Mio. t)

EUR 12	3042
B	112
DK	53
D	1005
EL	74
ESP	211
F	366
IRL	31
I	402
L	13
NL	157
P	40
UK	579

Energiebedingte CO2-Emissionen 1990
nach Sektoren und Brennstoffen
(Mio. t CO2)

1990	feste Brennstoffe	Öl	Gas	sonstige	insgesamt
Stromerzeugung	699.0	135.1	110.5	6.1	950.6
Energiewirtschaft	4.9	90.4	34.2	0.0	129.5
Endverbrauch	373.7	1130.0	458.5	0.0	1962.2
Industrie	235.5	144.5	221.1	0.0	601.1
Verkehr	0.3	706.6	0.5	0.0	707.5
Privathaushalte/ Handel	137.9	278.9	236.9	0.0	653.6
insgesamt	1077.5	1355.5	603.1	6.1	3042.3

Energiebedingte CO2-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung 1990
(t CO2) - EUR 12

P	E	F	IT	EL	IRL	EUR-12	UK	DK	NL	B	D*	LUX
4.07	5.41	6.48	6.98	7.34	8.73	8.86	10.09	10.31	10.52	11.26	12.71	33.16

Energiebedingte CO2-Emissionen pro BIP-Einheit 1990
(t CO2/1000 ECU) - EUR 12

F	IT	DK	E	EUR-12	NL	B	UK	D*	P	IRL	EL	LUX
0.39	0.47	0.51	0.54	0.63	0.72	0.74	0.75	0.79	0.85	0.92	1.42	1.82

* einschließlich ehemalige DDR

DIE KONSEQUENZEN DER VORGESCHLAGENEN KOHLENSTOFF- /ENERGIESTEUER FÜR DEN ENERGIESEKTOR

Manfred Decker und Peter Faross, GD XVII
Referat Energie und Umwelt

In der folgenden Analyse wird beschrieben, wie sich die energiebezogenen CO₂-Emissionen im Basisjahr 1990 nach Mitgliedstaaten, Tätigkeitssektoren und Brennstoffen aufschlüsseln; außerdem werden die Ergebnisse des jüngsten Referenzszenarios der GD XVII bis zum Jahr 2000 aufgeführt sowie ein Szenario, das die gemeinschaftsweite Einführung einer Kohlenstoff-Energiesteuer simuliert¹.

DIE LAGE IM BASISJAHR 1990

Die durch die Energiewirtschaft verursachten CO₂-Emissionen lagen 1990 in der Gemeinschaft (einschließlich der ehemaligen DDR) bei 3042 Mio. Tonnen CO₂. In der nachstehenden Übersicht geben wir eine Aufschlüsselung der Emissionen nach Mitgliedstaaten:

**Tabelle 1:
Energiebedingte CO₂-Emissionen im Jahr 1990**

	Mio. t CO ₂	%
Belgien	112.0	3.7
Dänemark	53.1	1.7
Deutschland	1005.0	33.0
Griechenland	73.7	2.4
Spanien	210.7	6.9
Frankreich	365.7	12.0
Irland	30.8	1.0
Italien	402.4	13.2
Luxemburg	12.5	0.4
Niederlande	157.3	5.2
Portugal	39.9	1.3
Vereinigtes Königreich	579.2	19.0
Gemeinschaft	3042.3	100

¹ Beide Szenarien werden in der Beilage vom September 1992 zu Energie in Europa 'A View to the Future'(S. 95 ff) detailliert dargestellt.

Die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung oder pro BIP-Einheit der einzelnen Mitgliedstaaten liegen weit auseinander. Die Pro-Kopf-Emissionen sind mit Werten zwischen 4,1 Tonnen in Portugal und 12,7 Tonnen in Deutschland sehr unterschiedlich; der Gemeinschaftsdurchschnitt liegt bei 8,9 Tonnen pro Kopf der Bevölkerung (wenn wir vom Sonderfall Luxemburg mit 32,2 Tonnen absehen).

**Tabelle 2:
Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf der
Bevölkerung (t)**

P	ES	F	I	EL	IRL	COM	UK	DK	NL	B	D	LUX
4.1	5.4	6.5	7.0	7.3	8.7	8.9	10.1	10.3	10.5	11.3	12.7	33.2

Die Unterschiede beruhen insbesondere auch auf unterschiedlicher Industriestruktur, unterschiedlichen Energiebilanzen, Klimaunterschieden und unterschiedlich intensiver Wirtschaftstätigkeit in den einzelnen Mitgliedstaaten.

Bezogen auf die Wirtschaftstätigkeit ergeben die CO₂-Emissionen pro BIP-Einheit ein etwas ausgeglicheneres Bild; zugleich verändert sich die Positionierung der Mitgliedstaaten.

**Tabelle 3:
Energiebedingte CO₂-Emissionen
pro BIP-Einheit
(t CO₂/1000 ECU)**

F	I	DK	ES	COM	NL	B	UK	D	P	IRL	EL	LUX
0.39	0.47	0.51	0.54	0.63	0.72	0.74	0.75	0.79	0.85	0.92	1.42	1.82

Im Jahr 1990 war die Stromerzeugung der größte Verursacher von CO₂-Emissionen (31%); danach rangierten der Verkehr (23%), die Privathaushalte und der Dienstleistungssektor (21%) und schließlich die Industrie (20%). Nur in Belgien, Frankreich, Luxemburg und Spanien werden die CO₂-Emissionen nicht in erster Linie von der Stromerzeugung verursacht.

Tabelle 4:
CO₂-Emissionen 1990 in der Gemeinschaft nach Sektoren

	Mio t CO ₂	%
Stromerzeugung	950.6	31.2
Energiektor	129.5	4.3
Industrie	601.1	19.8
Verkehr	707.5	23.3
Privathaushalte und Dienstleistungen	653.6	21.5
Gesamt	3042.3	100.0

1990 ging die überwiegende Menge an CO₂-Emissionen in der Gemeinschaft auf das Konto Erdöl. Den zweiten Platz nahmen die festen Brennstoffe ein, Erdgas stand auf dem dritten Platz. Die Müllverbrennung lieferte nur einen kleinen Beitrag.

Tabelle 5:
CO₂-Emissionen 1990 in der Gemeinschaft nach Energiequellen

	Mio t CO ₂	Anteil an CO ₂ Emissionen	Anteil am Primär- energie- verbrauch
Öl	1355.5	44.6%	42.8%
feste Brennstoffe	1077.5	24.4%	35.4%
Gas	603.1	19.8%	18.0%
Müll	6.1	0.2%	0.2%
Gesamt	3042.3	100%	85.4%

Der Anteil der festen Brennstoffe an den CO₂-Emissionen ist erheblich höher als ihr Anteil am Energieverbrauch. Das liegt daran, daß die spezifischen Emissionen von Braunkohle und Steinkohle über denen anderer Brennstoffe liegen. Die spezifischen Emissionen von Erdgas sind besonders niedrig. Energiequellen, die kein CO₂ emittieren (z.B. Atomkraft, Wasserkraft, Sonnenenergie und Wind), deckten 1990 nur etwa 15% des Energiebedarfs. Es ist anzumerken, daß das Basisjahr 1990 in der Gemeinschaft eines der wärmsten Jahre war, seitdem es regelmäßige Klimaaufzeichnungen gibt. Das Referenzszenario geht von normalen Witterungsverhältnissen im Jahr 2000 aus. Es liegt auf der Hand, daß die Zunahme der CO₂-Emissionen etwas niedriger ausfallen würde, wenn im Jahr 2000 das gleiche Wetter herrschte wie im Basisjahr 1990.

DAS REFERENZSZENARIO BIS ZUM JAHR 2000

Die folgende Analyse für die neunziger Jahre basiert auf dem Szenario, das die vorausgeschätzte

Entwicklung des Energiebedarfs in der Gemeinschaft und der Welt bis zum Jahr 2005 zeigt, und bereits ungekürzt veröffentlicht wurde². Die wichtigsten Parameter sind in der folgenden Tabelle enthalten, und zwar für den Referenzfall ohne Energiesteuer. Da vergleichbare Daten für die frühere DDR für die achtziger Jahre nicht vorliegen, gilt dieser Vergleich nur für die Gemeinschaft ohne die neuen deutschen Bundesländer.

Tabelle 6:
Grundannahmen für die neunziger Jahre im Vergleich zu den in den achtzigern registrierten Werten (Gemeinschaft ohne Ex-DDR)

	1990/1990	1990/2000
Jährliches BIP-Wachstum	2.3%	2.2%
Jährliches Bevölkerungswachstum	0.3%	0.4%
Realer Ölpreis (in ECU von 1990)		
erste Hälfte	49 ECU/bbl	16 ECU/bbl
zweite Hälfte	19.5 ECU \$/bbl	17.5 ECU/bbl
Zusätzliche Kapazitäten		
Kernkraft/Wasserkraft/erneuerbare Energien	76 GW	14 GW
fossile Brennstoffe	14 GW	60 GW
Energieintensität* pro Jahr	-1.5 %	-0.7 %
Kohlenstoffintensität** pro Jahr	-1.2 %	-0.2 %
CO ₂ -Emissionen pro Jahr	-0.4 %	1.3 %

* Bruttoenergieverbrauch/BIP

** CO₂-Emissionen/Bruttoenergieverbrauch

Angesichts der andauernden Rezession wird bis 1995 nur ein mäßiges Wirtschaftswachstum (jährlich 2,1%) erwartet; die Vergleichszahl für den Zeitraum 1985-90 in der Gemeinschaft (ohne Ex-DDR) lautet 3,1%. Das Wirtschaftswachstum wird für die neunziger Jahre gegenüber den achtziger Jahren etwas geringer veranschlagt.

Im Vergleich zur ersten Hälfte der achtziger Jahre dürften die Ölpreise in diesem Jahrzehnt niedrig bleiben (wie in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre). Auch die Preise der anderen Brennstoffe dürften auf verhältnismäßig niedrigem Stand bleiben.

Die Investitionstätigkeit in Kraftwerksanlagen, durch die die Energiestrukturen über lange Jahre weitgehend vorgegeben sind, wird von besonderer Vorsicht geprägt sein hinsichtlich der Brennstoffoptionen und der Kapitalbindung überhaupt. Die Gesamtausgaben für

² Beilage zu Energie in Europa "A View to the Future" Seiten 25-51, 95-163.

Investitionen werden in den neunziger Jahren wahrscheinlich rückläufig sein und viel stärker als im Jahrzehnt davor auf fossile Brennstoffe gerichtet sein. Hatte sich von 1980 bis 1990 die CO₂-freie Kapazität noch um netto 76 GW vergrößert, so werden in diesem Jahrzehnt nur ein Fünftel dieser Investitionen in kohlenstofffreien Anlagen erwartet. Im Vergleich dazu werden die Investitionen in Kraftwerke mit fossilem Brennstoffzyklus in diesem Jahrzehnt etwa viermal so hoch liegen wie in den achtziger Jahren. Allerdings konzentriert sich die neue Investitionstätigkeit auf gasbefeuerte Heizkraftwerke, während die alten Investitionen Kraftwerken mit Steinkohle- und Braunkohleverbrennung galten, die wesentlich höhere Schadstoffmengen je kWh emittieren.

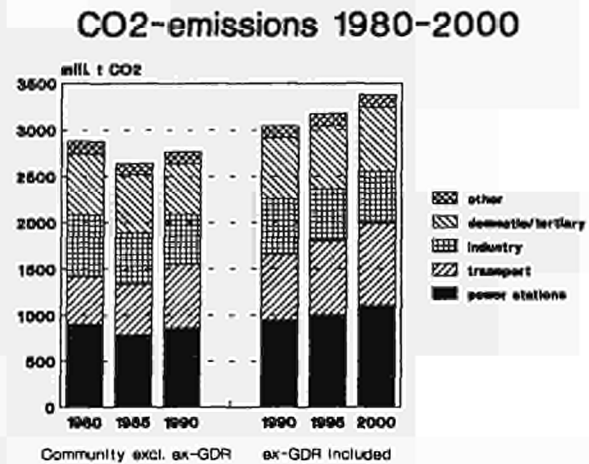
Somit werden sich die CO₂-Emissionen pro verbrauchter Energieeinheit in den neunziger Jahren wesentlich langsamer verringern (- 0,2% jährlich) als in den achtziger Jahren (- 1,2% jährlich). Außerdem wird - aufgrund von Faktoren, wie etwa dem Wandel in der Industriestruktur, Kapitalumschlaggeschwindigkeit, Wille zur Energieeinsparung durch verringerte Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen - der spezifische Energieverbrauch gemessen am BIP in den nächsten Jahren nur halb so schnell abnehmen wie im vorigen Jahrzehnt (- 0,7% jährlich statt - 1,5% jährlich).

Die Folge aus alledem wird eine Energiebilanzstruktur sein, die im Jahr 2000 13% mehr CO₂-Emissionen entstehen läßt, als im Basisjahr 1990 in der alten Gemeinschaft freigesetzt wurden. Da die Ex-DDR ihre Energiewirtschaft vom Einsatz der Braunkohle weg umstrukturiert, wird der tatsächliche Verlauf der Emissionsentwicklung für die Gemeinschaft einschließlich der neuen Bundesländer eine langsamere Zunahme aufweisen. **Die CO₂-Emissionen werden also zwischen 1990 und 2000 in der heutigen Gemeinschaft um 11% zunehmen.**

Die entsprechenden durchschnittlichen jährlichen Zuwachsraten für die Jahre 1990 bis 2000 für die Gemeinschaft einschließlich der Ex-DDR sind folgende:

CO ₂ -Emissionen	1.0% jährlich
BIP	2.3% jährlich
Energieintensität	-0.9% jährlich
Kohlenstoffintensität	-0.3% jährlich

Schaubild 7: CO₂-Emissionen bis 2000 nach Sektoren



Die 11%ige Zunahme gegenüber dem Wert von 1990 ist die Maßlatte, an der die Mengen der bis zum Jahr 2000 zu vermeidenden CO₂-Emissionen gemessen werden müssen, wenn wir die Stabilisierung auf den Wert von 1990 erreichen wollen. Nach diesem Referenzszenario wird der Endbedarf an Energie in der Zeit von 1990 bis 2000 um 15% zunehmen. Das BIP dürfte schneller wachsen, und das Verhältnis von Energiebedarf zum BIP verbessert sich weiter mit einer durchschnittlichen Jahresrate von 0,9%.

Die Bedarfszunahme wird am stärksten im Verkehrssektor sein (25,5% oder 60 Mio. t RÖE). Hiervon wird das meiste auf das Öl als den weiterhin einzigen in großem Umfang bereitstehenden Verkehrsstreibstoff entfallen. Biokraftstoff wird nur 2 Mio. t RÖE zulegen, die Elektrizität wird einen weiteren zusätzlichen Beitrag von unter 1 Mio. t RÖE leisten. Die CO₂-Emissionen im Verkehr müßten damit erheblich, nämlich um 24,6% zunehmen.

Mobilität wird ein Grundbedürfnis bleiben, womit auch die Kraftfahrzeugdichte wachsen wird.

Der Energiebedarf im Verkehr wird beeinflusst durch die Bevölkerungszahlen und die Einkommenshöhe sowie durch andere Faktoren wie räumliche Verteilung, Verdichtung in Ballungsgebieten, Verkehrsinfrastruktur und Verkehrspolitik. Bei besserer Ausnutzung des Kraftstoffs werden die nachgefragten Kraftstoffmengen sinken. Der spezifische Kraftstoffverbrauch ist in der Tat erheblich gesunken, es dauert aber mehrere Jahre, bis sich die durchschnittliche Leistung der Fahrzeugflotte verbessert haben wird (Langlebigkeit der Fahrzeuge). Hinzu kommen gegenläufige Effekte infolge schnelleren Fahrens, längerer Staus und die Bevorzugung größerer Kraftfahrzeugmodelle.

Im Sektor Haushalte und Dienstleistungen wird der Energiebedarf mit plus 16,9% ebenfalls

überdurchschnittlich zunehmen, und zwar wegen der stark steigenden Nachfrage nach Dienstleistungen und der zunehmenden Zahl von Haushalten mit größeren Wohneinheiten. Eine Alterspyramide, die zunehmend mehr ältere Menschen umfaßt, und die veränderten Lebensgewohnheiten (mehr Freizeitaktivitäten) lassen den Energiebedarf ansteigen.

Millionen individueller Entscheidungsträger sind bislang nicht hinreichend kostenbewußt, als daß sich ein rascher Übergang zu energiesparsamen Geräten schnell vollziehen ließe; dies steht damit in Zusammenhang,

- daß die Wohngebäude eine lange Lebensdauer aufweisen,
- daß Eigentümer und Nutzer von Gebäuden oftmals nicht dieselben Personen sind.

In den neunziger Jahren nehmen die festen Brennstoffe weiter ab, besonders in der Ex-DDR, wo der Energieverbrauch in diesem und in anderen Sektoren weitgehend durch Braunkohle gedeckt wurde. Die Nachfrage nach Öl wird steigen (vor allem infolge der Substitution in den neuen Bundesländern). Gas und Elektrizität werden sich einer lebhaften Nachfrage erfreuen (Zunahme um 32 bzw. 31%). Durch die Substitution kohlenstoffreicher Brennstoffe durch weniger CO₂-intensive Energieträger dürften die CO₂-Emissionen nur um 6,2% zunehmen; das ist weniger als die Hälfte der Energiebedarfszunahme.

Der Energieverbrauch in der **Industrie** dürfte nur geringfügig steigen (+ 2,5%), wobei der Anteil der Industrie am Gesamtverbrauch weiterhin abnimmt. Die Industrie verlegt derzeit ihren Schwerpunkt von energieintensiven Branchen (z.B. Stahlproduktion) auf weniger energieintensive Branchen (z.B. Elektronik). Außerdem zwingt der neue Wettbewerb im Zuge der Vollendung des Binnenmarktes die meisten industriellen Energieverbraucher zu genauer Kostenrechnung. Im Industriesektor sind deshalb noch nennenswerte Einsparungsgewinne zu erwarten.

Die Zusammensetzung der Energiebilanz verschiebt sich in diesem Jahrzehnt weiter. Die festen Brennstoffe und Öl dürften rückläufig sein, Gas und Elektrizität werden ihre Anteile erhöhen. Der Übergang zum elektrischen Strom und zum Gas ist in erste Linie technikbedingt, in zweiter Linie preisbedingt. Durch diese Verdrängung hochkohlenstoffhaltiger Brennstoffe wird mit einem Rückgang der CO₂-Emissionen um 7,1% gerechnet.

Diese Analyse der CO₂-Emissionen, bezogen auf den Endverbrauch an Energie in den einzelnen Sektoren, könnte leicht irreführend sein, denn die CO₂-Mengen, die bei der Gewinnung des in den einzelnen Sektoren verbrauchten Stroms entstehen, sind für diese Sektoren nicht veranschlagt worden. Sie sind erheblich, können aber den Sektoren nicht einwandfrei zugeordnet werden, denn der verbrauchte Strom läßt sich im

allgemeinen nicht bis zu seiner Entstehung zurückverfolgen.

Der Elektrizitätsverbrauch nimmt rasch zu (+ 24% bis zum Jahr 2000). Diese Verbrauchszunahme um 33 Mio. t RÖE geht hauptsächlich auf das Konto Haushalte und Dienstleistungen (über zwei Drittel), der Rest entfällt fast ausschließlich auf die Industrie.

Die Palette der **verstromten Primärenergien** wandelt sich derzeit erheblich. Die Verfeuerung fester Brennstoffe wird noch zunehmen, ihr relativer Beitrag aber abnehmen. Der Einsatz von Öl ist weiter rückläufig. Andererseits wird sich die Verstromung von Erdgas mehr als verdoppeln. Auf den letzteren Umstand ist es auch zurückzuführen, daß die Schadstoffmengen aus der Stromerzeugung nicht so schnell wachsen wie die Stromnachfrage. Die Zunahme der Emissionen aus Kraftwerken dürfte sich in der Tat auf 17% beschränken (trotz einer Stromverbrauchszunahme um ein Viertel in diesem Jahrzehnt).

Noch vor wenigen Jahren war dies nicht absehbar. Man rechnete damit, daß die Kohle die Bedarfslücke aus steigender Nachfrage und Ausfällen von Kernkraftwerken auffüllen werde. Die Erzeugung von Strom aus Erdgas in einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozeß bietet in der Tat nach neueren Erkenntnissen einige Vorteile gegenüber der Kohleverstromung: besserer Wirkungsgrad, weniger Umweltbelastung, kurze Bauzeiten und erheblich weniger Kapitalaufwand.

Insgesamt dürfte sich das Bild der zur Verstromung eingesetzten Primärenergieträger bis zum Jahr 2000 wie folgt verändern:

Tabelle 7:
Elektrizitätsgewinnung in der Gemeinschaft nach Brennstoffen

	1990	2000
Kernkraft	33%	29%
Wasserkraft	8%	8%
feste Brennstoffe	40%	36%
Öl	10%	7%
Erdgas	7%	17%
sonstige*	2%	3%
Gesamt	100%	100%

* abgeleitetes Gas, Müllverbrennung und erneuerbare Energiequellen

Mit diesem Trend im Energie-Endverbrauch und in der Stromerzeugung wird sich der Bruttoenergieverbrauch in diesem Jahrzehnt voraussichtlich signifikant verändern. Der **Gesamtenergieverbrauch** wird sich demnach um 14,8% erhöhen. Die Gesamtverbrauchszunahme ist höher als die Zuwachsrate der CO₂-Emissionen (10,9%), d.h. kohlenstoffreichere Brennstoffe werden von

kohlenstoffärmeren bzw. kohlenstofffreien Brennstoffen abgelöst. Die Struktur der Gesamtenergieverbrauchs verändert sich wie folgt:

Tabelle 8:
Struktur des inländischen Gesamtenergieverbrauchs nach Energiequellen

	1990	2000
festen Brennstoffe	24.4%	20.3%
Öl	42.8%	42.0%
Erdgas	18.0%	22.9%
Kernkraft	13.3%	12.6%
Wasserkraft/sonstige	1.6%	2.2%
Gesamt	100%	100%

Das Erdgas dürfte die größte Zuwachsrate aufweisen. In einigen Regionen der Gemeinschaft wird es neu eingeführt, in der ehemaligen DDR übernimmt es voraussichtlich eine Hauptrolle bei der Umstrukturierung der Energiewirtschaft, und im allgemeinen gilt Erdgas als attraktiver alternativer Ausgangsstoff für die Elektrizitätserzeugung. Der Beitrag, den das Erdgas in der Gemeinschaft leisten kann, könnte sich somit von 18% im Jahr 1990 auf 23% im Jahr 2000 erhöhen, selbst ohne eine spezifische CO₂-Politik. Bis zum Jahr 2000 dürfte es den zweiten Platz nach dem Öl einnehmen und die festen Brennstoffe aus dieser Position verdrängt haben. Der Ölverbrauch dürfte sich langsamer erhöhen als der Gesamtenergieverbrauch, sein Anteil nimmt somit geringfügig ab (um einen Prozentpunkt auf 42%). Die Nachfrage nach festen Brennstoffen dürfte sinken (Umstrukturierung in der ehemaligen DDR: weg von der Braunkohle). In der alten Gemeinschaft nimmt der Verbrauch an festen Brennstoffen leicht zu, weil nennenswerte zusätzliche nukleare Kapazitäten bis zum Jahr 2000 nicht verfügbar sein werden. Bei zunehmendem Gesamtenergieverbrauch dürfte der Anteil der festen Brennstoffe von rund 24% im Jahr 1990 auf 20% im Jahr 2000 zurückgehen. Die Kernenergie, Wasserkraft und andere weniger bedeutende Primärenergien werden ihren Beitrag parallel zum Gesamtenergieverbrauch steigern; ihr Anteil dürfte sich bei etwa 15% halten. Nach dem Referenzszenario werden sich die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2000 um 10,9% auf 3375 Mio. t erhöht haben. Die Entwicklung nach Mitgliedstaaten bietet folgendes Bild:

Tabelle 9:
Energiewirtschaftlich bedingte CO₂-Emissionen im Jahr 2000

	2000 Mio t CO ₂	2000 %	2000/1990 Emissionszunahme in %
Belgien	121.7	3.6	+8.7
Dänemark	65.5	1.9	+23.3
Deutschland	1037.4	30.7	+3.2
Griechenland	96.6	2.9	+31.1
Spanien	259.8	7.7	+23.3
Frankreich	431.4	12.8	+17.9
Irland	36.0	1.1	+17.0
Italien	464.0	13.7	+15.3
Luxemburg	13.7	0.4	+9.6
Niederlande	178.1	5.3	+13.2
Portugal	57.0	1.7	+42.9
Ver. Königreich	614.1	18.2	+6.0
Gemeinschaft	3375.3	100	+10.9

Besonders starke Emissionszunahmen werden in Portugal, Griechenland, Spanien und Dänemark erwartet. Darin spiegeln sich hohe Wachstumserwartungen in den südlichen Mitgliedstaaten; Dänemark bildet einen Sonderfall, was das Ausgangsjahr 1990 angeht: Die Stromeinfuhren waren sehr hoch, wodurch die Kohleverstromung entsprechend geringer ausfiel; bis zur Jahrtausendwende werden diese Werte beträchtlich zurückgehen.

Die unterschiedlichen Zunahmen führen zu einer Änderung bei der Aufgliederung der Emissionen nach Mitgliedstaaten. Griechenland, Spanien, Frankreich, Italien und Portugal werden ihre Anteile um 0,4 bis 0,8 Prozentpunkte steigern, während Deutschland seinen Anteil um 2,3 Prozentpunkte senkt. Aber auch im Jahr 2000 wird Deutschland noch mit über 30% der Gesamtemissionen den größten CO₂-Ausstoß in der Gemeinschaft aufweisen.

Die energiewirtschaftlich bedingten CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung werden nach dem Referenzszenario in allen Mitgliedstaaten zunehmen - mit Ausnahme von Deutschland, wo eine leichte Abnahme erwartet wird. Der Gemeinschaftsdurchschnitt dürfte um 7% steigen und 9,5 t CO₂ pro Kopf der Bevölkerung erreichen.

Tabelle 10:
Energiewirtschaftlich bedingte CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung im Jahr 2000 (in t)

P	ES	F	I	EL	COM	IRL	UK	NL	B	D	DK	LUX
5.7	6.5	7.3	7.9	9.4	9.5	9.8	10.4	11.3	12.1	12.5	12.7	36.4

Im Jahr 2000 werden - was die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung angeht - nach wie vor große Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten bestehen. Im Vergleich zu 1990 werden sich die Differenzen allerdings etwas eingeebnet haben (Variationskoeffizient sinkt von 32,4% auf 26,0%) und die Werte somit etwas enger an den Gemeinschaftsdurchschnitt heranrücken.

Die CO₂-Emissionen pro BIP-Einheit dürften bis zum Jahr 2000 in allen Mitgliedstaaten abnehmen, außer in Griechenland, wo nach dem Referenzszenario eine geringfügige Steigerung erwartet wird. Der Durchschnitt der Gemeinschaft wird 13% niedriger liegen und 0,55 t CO₂ pro 1000 ECU erreichen.

Tabelle 11:
CO₂-Emissionen pro BIP-Einheit im Jahr 2000
(Tonnen CO₂/1000 ECU)

F	I	DK	ES	COM	D	B	NL	UK	P	IRL	EL	LUX
0.37	0.42	0.50	0.50	0.55	0.63	0.64	0.66	0.69	0.82	0.83	1.46	1.49

Bis zum Jahr 2000 werden die CO₂-Emissionen pro BIP-Einheit zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten noch große Unterschiede aufweisen, ihre Schwankungsbreite um den Gemeinschaftsdurchschnitt dürfte sich aber bis 2000 gegenüber 1990 geringfügig verengen (Variationskoeffizient sinkt von 30,2% auf 29,5%).

DAS SZENARIO DER KOHLENSTOFF- /ENERGIESTEUER DER ENERGIEBEDARF DER GEMEINSCHAFT

EINLEITUNG

Eines der Schlüsselemente der von der Kommission vorgeschlagenen Gemeinschaftsstrategie zur Verringerung der CO₂-Emissionen und zur Steigerung der Energieeffizienz ist die Einführung einer neuen Steuer, und zwar moduliert zu 50% nach dem Energiegehalt und zu 50% nach dem Kohlenstoffgehalt der Brennstoffe. Eine solche Steuer soll schrittweise eingeführt werden, beginnend im ersten Jahr mit 0,21 ECU/GJ und 2,81 ECU/t CO₂. In jedem weiteren der sieben folgenden Jahre wären diese Beträge um ein Drittel der im ersten Jahr erhobenen Steuersätze zu steigern; im letzten Jahr (d.h. frühestens im Jahr 2000) würden diese Sätze somit 0,7 ECU/GJ und 9,4 ECU/t CO₂ erreicht haben. Zu Analyse Zwecken sind wir davon ausgegangen, daß die Steuer bereits im Jahr 1993 eingeführt wird.

Die Annahmen für die nachstehende Analyse wurden so gewählt, daß der Steuervorschlag, wie im Entwurf der Steuerrichtlinie (KOM (92) 226 endg.)³ niedergelegt, so genau wie möglich wiedergespiegelt wird.

Bei unserer Analyse wurde von Steuersätzen in realen Werten ausgegangen. Hiermit kann in der Analyse der Einfluß der Inflation ausgeschaltet werden. Für einige Schlüsselgrößen wird außerdem ein Vergleich mit der gleichen Steuer in nominalen Werten vorgelegt. Pro Tonne Öläquivalent könnten die Steuersätze folgendermaßen aussehen:

Tabelle 12:
Beispiel für Steuersätze in ECU/t RÖE
(ECU von 1993)

	ANFANGS- JAHR	ENDJAHR
	ECU/t RÖE	
Benzin	17.3	57.5
Diesel/Heizöl	17.5	58.3
schweres Heizöl	18.0	59.9
Erdgas	15.4	51.3
Steinkohle	19.9	66.2
Braunkohle	21.1	70.5

Die Energiepreise würden sich nicht nur um diese Beträge erhöhen, sondern wie bei allen Verbrauchssteuern würde die Gesamtpreiserhöhung etwas höher ausfallen, entsprechend den in jedem Mitgliedstaat geltenden Mehrwertsteuersatz.

Elektrischer Strom soll auf eine etwas andere Weise besteuert werden. Für den C-Anteil der Steuer wird vom Primärenergieeinsatz der Kraftwerke ausgegangen, und zwar entsprechend dem C-Gehalt der verfeuerten Brennstoffe. Was den Energieteil angeht, so wird der Steuersatz festgelegt als ein Betrag in ECU pro MWh. Diese Sätze sind für fossile Brennstoffe und Kernenergie gleich, sie sind aber niedriger bei Wasserkraftwerken mit mehr als 10 MW installierter Leistung. Kleine Wasserkraftwerke und andere erneuerbare Energiequellen sind von der Steuer ausgenommen. Die Elektrizitätspreise des Anfangsjahres der Steuer könnten daher wie folgt steigen (Effekte einer Verhaltensänderung der Marktteilnehmer sind nicht eingeschlossen):

³ ABl. Nr. C 196 vom 3.8.1992

Tabelle 13:
Beispiel für Elektrizitätspreiseffekte
erster Ordnung im Anfangsjahr

	Energet eill	C-Teil	gesamt
	ECU/MWh		
Kernkraft	2.10	0	2.10
große	0.76	0	0.76
Wasserkraftanlagen			
erneuerbare	0	0	0
Energiequellen			
Kohle	2.10	2.73	4.83
Öl	2.10	2.14	4.24
Erdgas	2.10	1.49	3.59

Um die Auswirkungen einer solchen Steuer zu analysieren, muß von einigen **Schlüsselannahmen** über die Natur der Steuer ausgegangen werden. Erstens: Es handelt sich **nicht** um eine Steuer zur Erhöhung des Steueraufkommens, sondern um eine Steuer, die Verhaltensänderungen bewirken soll. Sie wird deshalb rechtzeitig im voraus angekündigt und schrittweise eingeführt. Darüber hinaus wird das Steueraufkommen in den Wirtschaftskreislauf zurückgeführt, wodurch die Gesamtsteuerlast unverändert bleibt. In der Energieanalyse wird davon ausgegangen, daß sich dank der Aufkommensneutralität der Steuer keine negativen Rückwirkungen auf die Wirtschaftsentwicklung insgesamt ergeben.

Die Konditionalität der Steuer im Hinblick darauf, daß andere OECD-Länder ähnliche Maßnahmen ergreifen, zusammen mit der Sicherungsklausel von Artikel 10 dürfte negative Wettbewerbseffekte und die Verlegung energieintensiver Industrien in Drittländer weitgehend ausschließen. Die Analyse konzentriert sich deshalb auf die reine Einflußnahme auf die Energienachfrage und Energieversorgung einschließlich der Weltmärkte; es wurde nicht versucht, unsichere Effekte außerhalb des Energiesektors in diese energiepolitische Untersuchungen einzubeziehen. Bei dieser Analyse ist der **Industrieproduktionsindex aus dem Referenzfall unverändert übernommen worden.**

Sonderbehandlung und Steuerermäßigung bzw. -erstattung, wie in Artikel 10 und 11 des Steuerrichtlinienentwurfs vorgesehen, werden nicht automatisch gewährt, sondern hängen ab von spezifischen Bedingungen und Verfahren, die nicht im voraus definiert werden können. In dieser Analyse gilt die Steuer für alle Industrien.

Zur Herausarbeitung der Konsequenzen wurde ein **partielles Energiesektormodell (MIDAS)** verwendet. Die nachstehende Analyse basiert auf den Ergebnissen des MIDAS-Modells für elf Mitgliedstaaten. Das Modell existiert nicht für Luxemburg, und im Falle Deutschlands nur für die alte Bundesrepublik, da die Verwendung ökonomischer Schätzwerte für die

früher planwirtschaftlich geführte DDR nicht als sinnvoll erachtet wird. Im Falle Luxemburgs wurde von einer ähnlichen Reaktion auf die Steuer wie in den anderen Beneluxländern ausgegangen, während für die neuen deutschen Bundesländer die Steuereffekte veranschlagt wurden, indem man die einschlägigen Ergebnisse der jüngst von Prognos im Auftrag der Bundesregierung angestellten **Energieszenarioanalyse** zugrunde legte.

ALLGEMEINE ERGEBNISSE DER
KOHLENSTOFF-/ENERGIESTEUE R

Die neue Steuer würde einige laufende Trends, zum Beispiel den vermehrten Anteil von Erdgas unterstützen, und es wird erwartet, daß sie zu besserer Energieeffizienz beiträgt. Falls die Kohlenstoff-/Energiesteuer eingeführt wird, würde der Gesamtprimärenergiebedarf im Jahr 2000 um 2,8% niedriger ausfallen als bei Nichteinführung der Steuer. Der Anstieg des Primärenergiebedarfs zwischen 1990 und 2000 würde sich gegenüber den im Referenzszenario vorhergesagten 14,8% durch die Steuer auf einen Anstieg von 11,6% reduzieren. Die CO₂-Emissionen würden in der Gemeinschaft langsamer zunehmen und 3,5% unter dem im Referenzfall für das Jahr 2000 erwarteten Wert liegen; d.h. verglichen mit den Emissionen im Basisjahr 1990 lägen sie im Jahr 2000 nur etwa 7,1% höher. Im Referenzfall der Nichteinführung der Steuer würden die CO₂-Emissionen um 10,9% zunehmen. **Der Beitrag der Steuer zum Stabilisierungsziel beläuft sich also auf 3,8%, was 35% der eingeforderten Anstrengungen entspricht.**

Tabelle 14:
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen

	1990	2000		1990/2000	
		ohne Steuer	mit Steuer	ohne Steuer	mit Steuer
Primärenergie (Mio. t RÖE)	1193	1370	1331	+14.8%	+11.6%
fossile Brennstoffe (Mio. t RÖE)	1016	1168	1130	+15.0%	+11.3%
CO ₂ -Emissionen (Mio. t)	3042	3375	3257	+10.9%	+7.1%

Die Zunahme der CO₂-Emissionen bleibt sowohl im Referenzszenario als auch im Szenario mit Steuer hinter der Zunahme des Primärenergiebedarfs zurück, was darauf hindeutet, daß eine gewisse Substitution von C-reichen durch C-ärmere Brennstoffe stattfindet. Die Zunahme des Verbrauchs an fossilen Brennstoffen entspricht in beiden Fällen etwa derjenigen des gesamten Primärenergieverbrauchs, woraus geschlossen werden kann, daß die brennstoffsubstitutionsbedingte CO₂-Reduzierung in

erster Linie das Ergebnis einer Substitution innerhalb der fossilen Energieträger ist.

Zusätzlich zu ihrer Beeinflussung der Höhe des Energieverbrauchs hätte die vorgeschlagene Steuer daher auch noch Auswirkungen auf die Struktur der Energiebilanz der Gemeinschaft. Diese Auswirkungen sollen nachstehend analysiert werden, beginnend mit einem Vergleich zwischen den Szenarien mit Steuereinführung und ohne Steuereinführung für das Zieljahr 2000, an den sich eine Diskussion der Schlüsselfragen zur Entwicklung zwischen 1990 und 2000 unter der Hypothese der Einführung einer Kohlenstoff-/Energiesteuer anschließt.

STEUERAUSWIRKUNGEN IM JAHR 2000, VERGLEICHEN MIT DEM REFERENZSZENARIO OHNE EINFÜHRUNG DER KOHLENSTOFF- /ENERGIESTEUEER

Im Jahr 2000 würde die Steuer sowohl den Energiebedarf als auch die CO₂-Emissionen nach unten gedrückt haben. Das Ausmaß der Veränderung ist in den einzelnen Sektoren und bei den einzelnen Brennstoffen verschieden, und zwar abhängig von Elastizitäten und Brennstoffmix.

Tabelle 15:
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen
im Jahr 2000:

Steuerszenario im Vergleich Zum Referenzszenario

Energieverbrauch	Referenz-	Steuer-	Differenz
	szenario	szenario	
	Mio.t RÖE	Mio.t RÖE	%
Verkehr	296	288	-2.6
Haushalte und Dienstleistungen	350	336	-3.9
Industrie	246	234	-4.8
Kraftwerke	488	482	-1.3
Primärenergie insgesamt	1370	1331	-2.8
CO ₂ -Emissionen	Mio.t. CO ₂	Mio.t. CO ₂	%
Verkehr	881	858	-2.6
Haushalte und Dienstleistungen	694	656	-5.5
Industrie	558	525	-5.9
Kraftwerke	1108	1087	-1.9
Energie Sektor insgesamt	134	130	-2.5
	3375	3257	-3.5

Wegen der heutigen hohen Steuern auf Verkehrskraftstoffe und der geringen Nachfrageelastizität bei Kraftstoffpreiserhöhungen wäre die Wirkung der Steuer in diesem Sektor vergleichsweise bescheiden. Die Nachfrage nach Kraftstoff - natürlich fast ausschließlich Ölerzeugnisse

- wird sich voraussichtlich infolge der Steuereinführung nur um 2,6% verringern; entsprechend klein wird die steuerbedingte Drosselung der CO₂-Emissionen im Jahr 2000 ausfallen.

Im Sektor **Haushalte und Dienstleistungen** ist bereits ein deutliches Abrücken von festen Brennstoffen und von Heizöl zu verzeichnen. Die Steuer wird diesen Trend akzentuieren, und zwar zugunsten von Erdgas. Während der Verbrauch von Öl und festen Brennstoffen um jeweils 8% sinken könnte (gegenüber dem Referenzszenario ohne Einführung der Steuer), dürfte sich die Nachfrage nach Erdgas nur um etwa 2% verringern. Beim Elektrizitäts- und Wärmebedarf wären die Auswirkungen noch geringer (weniger als 1%). Der hieraus resultierende gesamte CO₂-Emissionsrückgang betrage 5,5%.

Der **Industriesektor** und insbesondere die Schwerindustrie weisen mittelfristig noch erhebliches Potential zur Effizienzverbesserung auf. Trotz gewaltiger Veränderungen der Energieintensität in den letzten Jahren ist dieses Potential bei weitem noch nicht ausgeschöpft. Dies gilt längerfristig auch für die Brennstoffsubstitution. Im Jahr 2000 würde die Steuer einen Nachfragerückgang von fast 5% bewirkt haben. Die CO₂-Emissionen würden noch stärker, nämlich um bis zu 6% gedrosselt, da hier stärker die festen und flüssigen Brennstoffe betroffen wären (Rückgang feste Brennstoffe fast 11%, flüssige Brennstoffe 9%), während sich der Gas- und Strombedarf nur um 2% verringern dürfte.

Die Belastung der verstromten Primärenergie mit der Kohlenstoffsteuer bedeutet, daß die Brennstoffkosten der **Kraftwerke** sich bei festen Brennstoffen am stärksten erhöhen und beim Einsatz von Öl und Gas in entsprechend geringerem Umfang steigen. Folglich dürfte die Substitution der festen Brennstoffe durch die Steuermechanik gefördert werden. Verglichen mit dem Referenzszenario würden im Jahr 2000 2,0% weniger feste Brennstoffe verstromt werden. Beim Öl und Gas betrage der Rückgang 1,9 bzw. 1,5%. Die **Stromerzeugung läßt eine prononcierte Reaktion auf die vorgeschlagene Steuer bis zum Jahr 2000 nicht erkennen**. Die CO₂-Emissionen verringern sich hier um knapp 2%.

Die Gründe hierfür sind unter anderem darin zu suchen, daß der Energieteil der Steuer als Durchschnittswert für alle fossilen Energien und die Kernkraft angelegt ist, wodurch Preissteigerungen für in weniger effizienten Kraftwerken verfeuerte Brennstoffe begrenzt sind und somit auch keine Anreizsignale zum Brennstoffwechsel ausgesendet werden. Hinzu kommt, daß für Kraftwerke mit einer Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten die verbleibende Zeit bis zum Jahr 2000 besonders kurz ist; energieverbrauchende Anlagen in anderen Bereichen werden viel rascher ausgewechselt. Ferner

enthält das Referenzszenario bereits eine massive Brennstoffsubstitution zugunsten von Erdgas bei der Verfeuerung in Kraftwerken, und es bleibt im Szenario mit Steuer wenig Raum für weitere Zunahmen an neuen gasbefeuerten Anlagen, die ältere CO₂-intensive Stromgewinnungskapazitäten ersetzen könnten.

Was die Zusammensetzung der Brennstoffpalette in der Gemeinschaft betrifft, so würde bis zum Jahr 2000 ein deutlicher Trend zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen eintreten. Dieser Wandel wird aller Voraussicht nach allerdings erst im neuen Jahrtausend beschleunigt vonstatten gehen, wenn der bestehende Energieanlagenpark ersetzt werden muß bzw. ersetzt worden ist, um CO₂-ärmeren Technologien Platz zu machen.

Tabelle 16:
Brennstoff-Mix 2000 in der Gemeinschaft:
Referenzszenario und Steuer-Szenario

	ENERGIEVERBRAUCH		
	Referenz-	Steuer-	%
	szenario	szenario	Unterschied
	Mio. t RÖE		
feste Brennstoffe	279	268	-3.8
Öl	576	555	-3.6
Erdgas	314	308	-2.0
Kernkraft	172	172	-0.2
sonstige	29	29	-1.5
Primärenergie insgesamt	1370	1331	-2.8

Der Anteil der festen Brennstoffe läge um 3,8% niedriger, hauptsächlich aufgrund von Substitutionen in der Industrie.

Der Ölbedarf wäre um 3,6% niedriger, vor allem infolge verringerten Bedarfs im Sektor Haushalte und Dienstleistungen und Verkehr. Bei der Stromerzeugung ist der Einsatz von Öl weniger stark rückläufig als der Einsatz fester Brennstoffe, da Öl im Vergleich zu Stein- und Braunkohle Kostenvorteile erhalte.

Die Gasnachfrage weist den geringsten Rückgang (-2%) auf. Die Kohlenstoff-/Energiesteuer würde den Gasbedarf in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen sowie Industrie um 2,3 bzw. 2,4% zurückgehen lassen, während der Rückgang bei den Kraftwerken gegenüber dem Referenzszenario ohne Steuer weniger ausgeprägt ist (-1,5%).

Als ein Ergebnis des preisinduzierten Verbrauchsrückgangs beim elektrischen Strom um etwa 1,4% (zumeist in der Industrie und im Sektor Haushalte und Dienstleistungen) würde sich die Primärstromproduktion aus Wasserkraft und Kernkraft um 0,2% verringern.

Die Verdrängung kohlenstoffreicher Brennstoffe durch kohlenstoffärmere aufgrund der Kohlenstoffgewichtung der Steuer wird nur dann

eintreten, wenn der potentielle Preisvorteil der kohlenstoffarmen Brennstoffe auch tatsächlich beim Verbraucher sichtbar wird. Wenn eine Angleichung des Preises eines kohlenstoffarmen Brennstoffs (z.B. Erdgas) an den Preis der höher besteuerten Brennstoffe (z.B. Öl) stattfindet, kommen die erwarteten Substitutions- und CO₂-Drosselungseffekte vielleicht nicht in vollem Umfang zum Tragen. Beim Erdgas war eine solche Preisangleichung in der Vergangenheit weithin üblich, da es eine direkte Konkurrenz innerhalb des Gassektors nicht gab.

Im übrigen steht es Raffinerien, die verschiedene Brennstoffe aus dem Rohöl gewinnen, grundsätzlich frei, ein Enderzeugnis mit einem größeren oder kleineren Anteil des Rohölpreises zu belegen. Im Falle unterschiedlicher Reaktionen von Verbrauchern auf Preiserhöhungen auf unterschiedlichen Produktmärkten können sich die Raffinerieunternehmen dafür entscheiden, einen Teil der zusätzlichen Steuerlast von zum Beispiel schwerem Heizöl auf Motorkraftstoffe zu verlagern, bei denen die Preiselastizität der Nachfrage normalerweise beträchtlich geringer ist als bei anderen Ölzeugnissen. Daher kann nicht garantiert werden, daß die Preissteigerung für die einzelnen Ölzeugnisse die Steuerbeträge in voller Höhe widerspiegelt; bei einigen Erzeugnissen, bei denen starker Wettbewerb herrscht, könnte die Steigerung kleiner sein, während sie bei Produkten mit niedriger Preiselastizität der Nachfrage höher sein könnte. Im Rahmen der vorliegenden Analyse konnten diese Effekte nicht berücksichtigt werden.

Über die im Modell darstellbaren Effekte hinaus gibt es weitere Auswirkungen der Steuer, die auf eine zusätzliche CO₂-Reduzierung und verstärkte Energieeffekte hinauslaufen, etwa die Anreize nach Artikel 11 und gezielte Durchführungsmaßnahmen im Rahmen der fiskalischen Neutralität (wie in dem erläuternden Memorandum dargelegt) sowie freiwillige Vereinbarungen.

Das Steuerinstrument würde auch die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung und pro BIP-Einheit im Jahr 2000 reduzieren.

Tabelle 17:
Energiewirtschaftlich bedingte CO₂-Emissionen
pro Kopf der Bevölkerung im Jahr 2000
nach dem Steuerszenario (in t)

P	ES	F	IT	EL	COM	IRL	UK	NL	B	D	DK	LUX
5.6	6.4	6.9	7.7	9.0	9.2	9.4	10.1	11.0	11.5	12.0	12.3	34.1

Infolge der Kohlenstoff-/Energiesteuer verringern sich demnach die Emissionen pro Kopf der Bevölkerung in allen Mitgliedstaaten. Der Gemeinschaftsdurchschnitt geht von 9,5 t ohne Steuereinführung auf 9,2 t im Steuerszenario zurück. Die Pro-Kopf-Emissionen variieren aber weiterhin stark zwischen den

Mitgliedstaaten, verglichen mit dem Referenzszenario ist die Schwankungsbreite jedoch etwas verkleinert (Variationskoeffizient geht von 26,0 auf 25,8% zurück), was eine gewisse Annäherung an den Gemeinschaftsmittelwert bedeutet.

Auch die CO₂-Emissionen pro BIP-Einheit verringern sich durch die Steuer in allen Mitgliedstaaten. Der Gemeinschaftsdurchschnitt sinkt von 0,55 t CO₂ je 1000 ECU im Referenzszenario auf 0,53 t.

Tabelle 18:
CO₂-Emissionen pro BIP-Einheit im Jahr 2000
nach dem Steuerszenario
(t CO₂/1000 ECU)

F	IT	DK	ES	COM	D	B	NL	UK	P	IRL	LUX	EL
0.35	0.41	0.49	0.49	0.53	0.61	0.61	0.63	0.67	0.79	0.80	1.40	1.40

Die Emissionen pro BIP-Einheit bleiben allerdings in den Mitgliedstaaten weit gestreut. Ihre Schwankungsbreite um den Gemeinschaftsdurchschnitt wäre im Steuerszenario unverändert (Variationskoeffizient konstant bei 29,5%).

BEITRAG DER STEUER ZUM STABILISIERUNGSZIEL

Inwieweit würde die Kohlenstoff-/Energiesteuer den Verlauf der Entwicklung der CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2000 verändern?

Faßt man die absehbare Entwicklung nach dem Kohlenstoff-/Energiesteuer-Szenario bis zum Jahr 2000 zusammen, so dürfte sich gegenüber dem Referenzszenario folgendes Bild ergeben:

- Die Gesamt-CO₂-Emission nimmt nur um 7,1 statt um 10,9% zu. Die Steuer trägt also 3,8 Prozentpunkte zum Stabilisierungsziel 2000 bei.
- Die CO₂-Freisetzung wird in allen Sektoren gedrosselt:
 - im Verkehr beträgt sie 3,3 Prozentpunkte weniger, hier bleibt es jedoch bei einer starken Emissionszunahme von 21,3%;
 - in der Industrie wird die Drosselung 5,5 Prozentpunkte betragen, das bedeutet eine noch ausgeprägtere Emissionsverringern im Vergleich mit 1990 (12,6% Verringerung bei Einführung der Steuer);
 - im Haushalts- und Dienstleistungssektor wird sich die Emissionszunahme um 5,9 Prozentpunkte abflachen, so daß in diesem Sektor eine Stabilisierung erreicht wird (+ 0,3%);
 - in der Elektrizitätserzeugung ist nach Einführung der Steuer die Emissionszunahme nur um 2,2 Prozentpunkte kleiner und erreicht immer noch 14,4%.

- Der Energieverbrauch wird in seinem Verlauf leicht beeinflußt: Gas- und Ölverbrauch wachsen geringfügig langsamer als im Referenzszenario, der Verbrauch an festen Brennstoffen geht etwas rascher zurück.

Die CO₂-Emissionsverringern durch Substitution von Brennstoffen ist die eine Seite der Medaille, eine gegenüber der heutigen Situation geänderte Energiestruktur (bewirkt durch Marktkräfte und politische Eingriffe) die andere Seite. Zwischen 1990 und 2000 verändert sich die Struktur des Gesamtenergieverbrauchs schon nach dem Referenzszenario; diese Veränderung verstärkt sich durch die Einführung der Steuer, wie die nachstehende Tabelle veranschaulicht.

Tabelle 19:
Struktur des Bruttoinlandsverbrauchs
(in %)

	1990	2000 Referenz- szenario	2000 Steuer- szenario
feste Brennstoffe	24.4	20.3	20.1
Öl	42.8	42.0	41.7
Gas	18.0	22.9	23.1
Kernkraft	13.3	12.6	12.9
sonstige*	1.6	2.2	2.2
insgesamt	100.0	100.0	100.0

* einschließlich Wasserkraft, Müll, Erdwärme, anderer erneuerbarer Energiequellen und Netto-Elektrizitätseinfuhren

Praktisch halten sich die durch die Steuer bewirkten Veränderungen in Grenzen, und berücksichtigen wir den durch die Steuer induzierten Rückgang des inländischen Gesamtverbrauchs, fällt der absolute Beitrag keines einzigen fossilen Energieträgers im Steuerszenario höher aus als im Referenzszenario. Der Beitrag der nichtfossilen Energiequellen wird bis zum Jahr 2000 voraussichtlich in etwa parallel zur Gesamtzunahme des Energiebedarfs wachsen, ihr Anteil wird bei rund 15% konstant bleiben. Interessanterweise dürfte die Kohlenstoff-/Energiesteuer den relativen Beitrag der CO₂-freien Energiequellen bis zum Jahr 2000 nur geringfügig anheben. Dies liegt an den langen Vorlaufzeiten im Kraftwerkssektor und an dem in vielen Mitgliedstaaten heute herrschenden De-facto-Moratorium für Kernkraft. Aber auch bei den erneuerbaren Energiequellen dauert es einige Jahre, bevor ein durch die Steuer induzierter Wettbewerbsvorteil Investitionsentscheidungen beeinflussen kann, da es noch verschiedene technische und nichttechnische Hürden zu überwinden gilt (mit deren Überwindung beschäftigen sich unter anderem die Programme Altener und Thermie). ■

**EIN NEUER VORSCHLAG IM RAHMEN DES
PROGRAMMS SAVE ZUR BEGRENZUNG DER
KOHLENDIOXIDEMISSIONEN DURCH EINE
EFFIZIENTERE ENERGIE NUTZUNG**

Derek Fee, GD XVII

Referat Neue und erneuerbare Energiequellen und rationelle Energienutzung

Die Kommission stellte in ihrer Mitteilung an den Rat vom 14. Oktober 1991¹ fest, daß die CO₂-Emissionen in der Gemeinschaft ohne die neuen deutschen Bundesländer im Zeitraum 1990-2000 wahrscheinlich um 11% zunehmen werden.

Aufgrund der niedrigen Energiepreise zu Beginn der neunziger Jahre und der eher langsamen Einführung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz, sind die beträchtlichen Verbesserungen bei der Energieausnutzung, auf die sich diese Emissionsvorausrechnungen unter anderem stützten, noch nicht eingetreten. Ganz im Gegenteil haben nach ersten Schätzungen Energieverbrauch und CO₂-Emissionen 1991 stark zugenommen. Jüngsten Angaben zufolge dürften beide Werte um 4% gestiegen sein. Für den Zeitraum 1990-2000 wird die Steigerung der CO₂-Emissionen für die alte Gemeinschaft nun auf 13-14% geschätzt, was einer Zunahme von etwa 12% für die Gemeinschaft einschließlich der neuen deutschen Bundesländer entspricht. Ferner basiert die oben genannte Schätzzahl auf einem durchschnittlichen Wirtschaftswachstum von 2,4%, wohingegen in der Mitteilung vom Oktober 1991 von 2,6% ausgegangen wurde. Höhere Wachstumsraten würden zu einem entsprechend höherem Ausstoß an CO₂-Emissionen führen und weitaus größere Anstrengungen erforderlich

machen, damit die CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990-2000 nicht in noch größerem Umfang zunehmen.

Ohne besondere Eindämmungsmaßnahmen werden die CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990-2000 daher wahrscheinlich um mindestens 12% zunehmen. Eine Gemeinschaftsstrategie ist also dringend notwendig. Daher ist der Rat auf seiner Tagung am 13. Dezember 1991² übereingekommen, daß Maßnahmen insbesondere in folgenden Bereichen erforderlich sind:

- effizientere Energienutzung;*
- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energie an der Energiebilanz der Gemeinschaft;*
- Verringerung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs von Fahrzeugen.*

Die Kommission reagierte darauf mit der Vorlage eines neuen Vorschlags zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen durch eine effizientere Energienutzung im Rahmen des SAVE-Programms.

¹ Mitteilung der Kommission an den Rat: Eine Gemeinschaftsstrategie für weniger Kohlendioxidemissionen und mehr Energieeffizienz. SEK (91) 1744 endg.

² Dok. SN/283/91 vom 13. Dezember 1991.

DER BEITRAG DES SAVE-PROGRAMMS ZUR CO₂-DISKUSSION IM BEREICH DER ENERGIEEFFIZIENZ

Um die Mitgliedstaaten beim Ausbau und der Koordinierung ihrer nationalen Programme zur Verbesserung der Energieeffizienz zu unterstützen, verabschiedete der Ministerrat am 29. Oktober 1991 ein Fünfjahresprogramm für eine effizientere Energienutzung in der Gemeinschaft (SAVE), das 1991 angelaufen ist. Hauptziel dieses Programms sind umfassende Rechtsvorschriften und gezielte Pilotaktionen sowie erhebliche Anstrengungen zur Verbesserung des Informationsflusses zwischen den Mitgliedstaaten, der Gemeinschaft und anderen Beteiligten.

Die Zunahme der CO₂-Emissionen von mindestens 12% kann durch die rechtzeitige und volle Durchführung des SAVE-Programms um schätzungsweise 3% auf 9% verringert werden.

Diese Verringerung wird in erster Linie durch die Durchführung eines konsistenten Maßnahmenbündels erreicht werden.

Zwei Richtlinien, die im Rahmen des SAVE-Programms vorgeschlagen worden waren, wurden bereits vom Rat verabschiedet:

- die Richtlinie des Rates über die Mindestenergieleistung von neuen, mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen beschickten Warmwasserheizkesseln am 21. Mai 1992;
- die Richtlinie des Rates über die Kennzeichnung des Verbrauchs von Haushaltsgeräten an Energie am 22. September 1992.

Sieben weitere wichtige Maßnahmen über Gebäude, Verkehr und Industrie, die in diesem Artikel beschrieben werden, wurden von der Kommission am 26. Juni 1991 vorgelegt.

1

BESONDERE MASSNAHMEN

Am 26. Juni 1992 legte die Kommission im Rahmen des SAVE-Programms einen Vorschlag für eine Richtlinie vor, der eine Reihe von Maßnahmen enthält, die zur Verwirklichung der gemeinschaftlichen Ziele bezüglich der Verringerung der CO₂-Emissionen beitragen sollen. Die folgenden sieben Bereiche wurden als die Bereiche ermittelt, die das größte Einflüßpotential auf die Energieeffizienz der Gemeinschaft und somit auf den Ausstoß von CO₂-Emissionen haben:

- Energieausweis für Gebäude;
- Abrechnung der Heizungs-, Klimatisierungs- und Warmwasserbereitungskosten nach dem tatsächlichen Verbrauch;

- Förderung der Drittfinanzierung von Energiesparvorhaben im öffentlichen Bereich;
- Wärmedämmung von Neubauten;
- regelmäßige Überprüfung von Heizkesseln;
- regelmäßige Überprüfung von Kraftfahrzeugen;
- Energiebilanzen in den Unternehmen.

Auf diese Weise kann in allen Bereichen, in denen die Energienutzung zu CO₂-Emissionen führt, vorgegangen werden. Die einzige Ausnahme bilden Kraftwerke, die durch andere Maßnahmen erfaßt werden.

Wegen der unterschiedlichen Voraussetzungen in der Gemeinschaft soll es den Mitgliedstaaten überlassen bleiben, ihre Besonderheiten in Einzelbestimmungen zu berücksichtigen.

Überdies können einige dieser Maßnahmen rasch durchgeführt werden, da sie keine besondere Infrastruktur erfordern und nur unwesentliche finanzielle Auswirkungen haben. Umgekehrt erfordern andere Maßnahmen Investitionen für begleitende Energieeinsparungen und haben daher wesentliche finanzielle Auswirkungen. Die Mitgliedstaaten werden das bei der Festlegung ihrer eigenen Maßnahmen zu berücksichtigen haben.

2

ENERGIEAUSWEIS FÜR GEBÄUDE

Der Energieausweis für Gebäude ist ein Verfahren, um Informationen über die energiebezogenen Merkmale eines Wohn- oder Geschäftsgebäudes zusammenzutragen.

Diese Informationen sollten vom Eigentümer beim Verkauf eines Gebäudes und später bei jeder neuen Vermietung vorgelegt werden; dafür ist jeweils derselbe Ausweis vorgesehen, es sei denn, daß zwischenzeitlich wesentliche Änderungen der energiebezogenen Merkmale vorgenommen wurden.

Mitgliedstaaten, die Angaben über die Energieeffizienz von Gebäuden unterstützen oder sogar vorschreiben, haben im allgemeinen die Erfahrung gemacht, daß derartige Maßnahmen die Anstrengungen der Wirtschaftssubjekte wesentlich fördern: Investitionsentscheidungen wurden nicht nur beschleunigt, sondern auch in Richtung der lohnendsten Arbeiten gelenkt.

Wie wichtig der Energieausweis für ein Gebäude ist, hängt natürlich von seinem Marktwert, seiner kulturellen oder historischen Bedeutung, von seiner Architektur und auch von seiner klimatischen Umgebung ab. Für welche Gebäude früher oder später ein Energieausweis erforderlich ist, entscheiden die Mitgliedstaaten.

Es wird erwartet, daß durch dieses Programm nach den ersten fünf Jahren mehr als 1,5 Mio. t RÖE jährlich

eingespart werden, was einer CO₂-Verringerung um etwa 3 Mio. t entspricht.

3

ABRECHNUNG VON HEIZUNGS-, KLIMATISIERUNGS- UND WARMWASSERBEREITUNGSKOSTEN NACH DEM TATSÄCHLICHEN VERBRAUCH

Viele Gebäude oder Gebäudeteile in der Gemeinschaft sind mit zentralen Heizungs-, -Klimatisierungs- und Warmwasserbereitungsanlagen ausgestattet.

Diese Leistungen werden noch zu oft pauschal abgerechnet (nach Wohn- oder Bürofläche oder nach Miteigentumsanteil), was keinen Anreiz für einen sparsamen Umgang mit natürlichen Ressourcen darstellt.

Die Einführung einer Abrechnung der Heizungs-, Klimatisierungs- und Warmwasserbereitungskosten nach dem tatsächlichen Verbrauch führt dazu, daß nur auf der Basis des tatsächlichen Verbrauchs bezahlt wird. So wird ein wirtschaftlicher Anreiz für ein vernünftigeres und umweltgerechteres Verhalten geschaffen.

Im gesamten Wohnbereich könnten dadurch Einsparungen von durchschnittlich 10-15% erreicht werden.

Die Maßnahme zielt also darauf ab, die pauschale Berechnung der Heizungs-, Klimatisierungs- und Warmwasserbereitungskosten nach und nach aufzugeben.

Durch diese Aufklärung der Verbraucher können Einsparungen von mindestens 1,2 Mio. t RÖE erreicht werden, was einer Verringerung der CO₂-Emissionen um weitere 3 Mio. Tonnen entspricht.

4

FÖRDERUNG DER DRITTFINANZIERUNG VON ENERGIESPARVORHABEN IM ÖFFENTLICHEN BEREICH

Unter Drittfinanzierung versteht man, daß Projektierung, Bau, Betrieb, Wartung und Finanzierung von Einrichtungen für eine bessere Energienutzung aus einer Hand angeboten werden, wobei die Rückgewinnung der Kosten dieser Leistungen ganz oder teilweise aus der Energieeinsparung erzielt wird. Finanzierung durch Energie-Serviceunternehmen oder Dritte ist in der Gemeinschaft bisher kaum gebräuchlich.

Im allgemeinen wird das Privatkapital für drittfinanzierte Investitionen aufgebracht, indem ein Energie-Serviceunternehmen privates Fremdkapital aufnimmt und einen Teil der Kosteneinsparungen zur Rückzahlung des Fremdkapitals verwendet. Die Energieeinsparungen werden dabei als 'Einkommensquelle' für einen neuen Geschäftsbereich

betrachtet. Die Geschäftstätigkeit des Energie-Serviceunternehmens, das investiert und für Leistung sorgt, garantiert den sparsamen Energieverbrauch. Das Energie-Serviceunternehmen spielt daher für die erfolgreiche Drittfinanzierung eine zentrale Rolle. Es muß über Know-how in Technik, Finanzierung und Vermarktung verfügen. Es muß detaillierte Energiebilanzen aufstellen und zuverlässige Verfahren auswählen können, damit die geplanten Energieeinsparungen auch wirklich erreicht werden.

Im öffentlichen Bereich, der im Jahre 1989 45 Mio. t RÖE verbrauchte, bestehen erhebliche Energieeinsparungsmöglichkeiten.

Energieeinsparungen im öffentlichen Bereich werden zwar von einigen Mitgliedstaaten gefördert, nennenswerte Einsparungen konnten jedoch aus mehreren Gründen noch nicht erreicht werden.

Müssen Investitionen in Energieeinsparungen aus dem laufenden Haushalt bezahlt werden, kann man im allgemeinen davon ausgehen, daß sie unterbleiben.

Die Nutzung innovativer Finanzierungsformen einschließlich Drittfinanzierung geht im allgemeinen mit neuartigen und ungewissen Antragsverfahren einher. Das hat meist komplizierte und langwierige Anträge zur Folge, weshalb öffentliche Stellen davor zurückschrecken.

In vielen Fällen werden öffentliche Stellen, die innovative Maßnahmen zur effizienteren Energienutzung durchführen, dadurch benachteiligt, daß sie die erzielten Einsparungen ganz oder teilweise an eine zentrale Finanzverwaltung weitergeben müssen. Dies führt bei vielen öffentlichen Stellen zu Desinteresse an Energieeinsparungen.

Bestehende Verträge im öffentlichen Bereich zeigen, daß die Kosten von Verträgen für Drittfinanzierung im allgemeinen höher sind, da eine gewisse Trägheit der Verwaltung überwunden werden muß. Diese höheren Kosten machen den öffentlichen Bereich als Markt für Energie-Serviceunternehmen weniger interessant.

Bei einem allgemeinen Einsatz von Drittfinanzierung wären im öffentlichen Bereich der gesamten EG jährliche Energieeinsparungen von ungefähr 5 Mio. t RÖE möglich.

5

WÄRMEDÄMMUNG VON NEUBAUTEN

Die Entscheidung über das Ausmaß an Wärmedämmung eines neuen Gebäudes wirkt sich während der gesamten Lebensdauer dieses Gebäudes aus.

Die nachträgliche Verbesserung der Wärmedämmung eines Gebäudes ist technisch schwierig und mit Kosten verbunden, die weit über den Zusatzkosten einer guten Wärmedämmung beim Bau eines Gebäudes liegen.

Die Anforderungen an die Wärmedämmung von Neubauten sind, selbst unter Berücksichtigung der klimatischen Unterschiede von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat sehr unterschiedlich.

Ein Verfahren muß erstellt werden, mit dessen Hilfe je nach Klimazone das jeweilige Ausmaß der Wärmedämmung neuer Gebäude festgelegt wird. Mit diesem Verfahren sollte eine Mindestdämmung festgelegt werden, bei der gleichzeitig die lokalen Bedingungen und der Zweck der Gebäude (Wohnungen, Büros, Krankenhäuser) Berücksichtigung finden.

Eine Verringerung des Jahresverbrauchs um 0,2 t RÖE je Wohnung, die bis zum Jahr 2000 gebaut wird, erbrächte eine jährliche Verringerung des Energieverbrauchs um mehr als 2 Mio. t RÖE und der CO₂-Emissionen um mehr als 6 Mio. t.

6

REGELMÄSSIGE ÜBERPRÜFUNG VON HEIZKESSELN
UND KRAFTFAHRZEUGEN

Anlagen, die trotz ihres geringen Einzelverbrauchs wegen ihrer großen Zahl die Energiebilanz wesentlich beeinflussen, werden regelmäßig überprüft werden müssen.

Da bestimmte Mitgliedstaaten aus Sicherheitsgründen bereits Kontrollen eingeführt haben, wäre es sinnvoll, dabei Faktoren besondere Beachtung zu schenken, die sich unmittelbar auf die CO₂-Emissionen auswirken. Solche Maßnahmen haben außerdem den Vorteil, daß durch sie kurzfristig Wirkungen erzielt werden können.

7

ENERGIEBILANZEN

In den meisten Unternehmen werden Energieeinsparungsmöglichkeiten gegenüber den Produktions- und Absatzerfordernissen vernachlässigt. Trotzdem besteht ein bedeutendes Energieeinsparpotential, wie es sich in Frankreich gezeigt hat, wo die Unternehmen alle drei Jahre eine Energiebilanz erstellen müssen. Die Lage ist jedoch von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat ziemlich unterschiedlich. Daher müssen Umweltschutz und Energieeinsparungen in Angriff genommen werden, wobei es unerheblich ist, ob dies durch eigene Angestellte des Unternehmens oder durch Außenstehende geschieht.

ERWARTETE WIRKUNGEN

In der Gemeinschaft gibt es zweifellos beträchtliche Energieeinsparmöglichkeiten. Die Verringerung des Energieverbrauchs geht mit der Verminderung der

CO₂-Emissionen einher. Deshalb nimmt das SAVE-Programm einen wichtigen Platz in der Strategie zur Stabilisierung der CO₂-Emissionen ein.

Durch die sieben geplanten Maßnahmen wäre es möglich, die bisherigen CO₂-Emissionen von 2.800 Mio. Tonnen, die bei der Energienutzung insgesamt freigesetzt werden, um 61 Mio. Tonnen zu verringern. Die Menge schlüsselt sich auf wie folgt:

Mio. t CO ₂	
Gebäude	
- - Energieausweis	3
- Heizkostenabrechnung	3
- Drittfianzierung	5
- Wärmedämmung	6
Überprüfung von Heizkesseln	20
Überprüfung von Kraftfahrzeugen	8
Energiebilanzen in der Industrie	16

Die Gemeinschaftsinitiativen müssen außerdem die Verteilung der Zuständigkeiten nach dem Subsidiaritätsprinzip widerspiegeln. Danach müssen die Zuständigkeiten auf der Ebene liegen, die am besten zur Problemlösung beitragen kann. Da sich die Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich stark engagieren, bietet sich durchaus eine Gemeinschaftsaktion an, die übrigens stark dezentralisiert sein kann.

Ohne eine solche Aktion könnten uneinheitliche und mit unterschiedlichen Mitteln durchgeführte Initiativen der Mitgliedstaaten die Entwicklung eher bremsen, was nicht ohne Auswirkungen auf den Binnenmarkt und die Konvergenz der energie- und umweltschutzpolitischen Maßnahmen der Mitgliedstaaten bleiben würde.

Ein Bündel einander ergänzender Gemeinschaftsmaßnahmen zur Energieeinsparung bietet die nötige Flexibilität, damit alle Beteiligten in einem festen Bezugsrahmen arbeiten können. ■

SPEZIFISCHE AKTIONEN ZUR VERGRÖSSERUNG DES
MARKTANTEILS DER ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGER
(ALTENER)

Umberto TIBERI und Felisberto CARDOSO, GD XVII
Referat Neue und erneuerbare Energiequellen und rationelle Energienutzung

Nach Prüfung der Mitteilung der Kommission "Eine Gemeinschaftsstrategie für weniger Kohlendioxidemissionen und mehr Energieeffizienz" hat der gemeinsame Rat der Energie- und Umweltminister auf seiner Tagung am 13. Dezember 1991 die Kommission aufgefordert, ihm Vorschläge für konkrete Maßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen zu unterbreiten, und von ihr ausdrücklich Vorschläge dafür verlangt, wie die erneuerbaren Energieträger verstärkt gefördert werden können. Mit dem ALTENER-Programm wird der Forderung des Rates entsprochen.

In der Entschließung des Rates vom 16. September 1986 über neue energiepolitische Ziele der Gemeinschaft für 1995¹ wird erklärt:

"Der Beitrag neuer und erneuerbarer Energiequellen zur Ersetzung traditioneller Brennstoffe sollte spürbar erhöht werden, damit diese Energiequellen einen wirksamen Beitrag zur Gesamtenergiebilanz leisten können."

Nur wenige Monate später, am 26. November 1986, befaßte sich eine Entschließung des Rates² ausschließlich mit einer Orientierung der Gemeinschaft für die Weiterentwicklung der neuen und erneuerbaren Energiequellen.

In der Empfehlung des Rates vom 9. Juni 1988 zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energieträger in der

Gemeinschaft³ und der Empfehlung des Rates vom 8. November 1988 zur Förderung der Zusammenarbeit zwischen öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Eigenerzeugern⁴, vor allem der, die erneuerbare Energieträger verwenden, hat der Rat später seinen Einsatz für die Weiterentwicklung alternativer Energiequellen bestätigt und genauer festgelegt.

Diese Rechtsakte enthalten bereits die wesentlichen Bestandteile einer Gemeinschaftspolitik für erneuerbare Energieträger und können als Grundlage für ein kohärentes und ausgewogenes Förderprogramm dienen. Dieses Programm beinhaltet:

- a) gegebenenfalls Ausarbeitung von Rechtsvorschriften und Verwaltungsverfahren zur Beseitigung von Hindernissen, die der Entwicklung erneuerbarer Energieträger entgegenstehen
- b) Förderung nationaler Bestandsverzeichnisse über das Potential an erneuerbaren Energiequellen und weitestgehende Verbreitung dieser Verzeichnisse in den Regionen und Gebietskörperschaften, zur Unterrichtung der Öffentlichkeit über die konkreten Nutzungsmöglichkeiten dieser Energiequellen
- c) Entwicklung und Anwendung eines statistischen Erfassungssystems für erneuerbare Energieträger in Zusammenarbeit mit dem Statistischen Amt der Europäischen Gemeinschaften
- d) Aufstellung einheitlicher Normen für Erzeugnisse und Ausrüstungsgegenstände im Bereich erneuerbarer Energieträger zur Erleichterung des freien Verkehrs in der Gemeinschaft
- e) Förderung von Prefeasibility- und Feasibility-Studien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger ,

¹ ABl. Nr. C 241 vom 25.9.1986, S.1

² ABl. Nr. C 316 vom 9.12.1986, S.1

³ ABl. Nr. L 160 vom 9.6.1988, S. 46

⁴ ABl. Nr. L 335 vom 8.11.1988, S. 29

insbesondere zugunsten der Gebietskörperschaften und der kleinen und mittleren Unternehmen

f) Förderung der Zusammenarbeit zwischen den Herstellern von Ausrüstungsgegenständen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und Unterstützung des Technologietransfers

g) Förderung des Informationsaustauschs zwischen den Mitgliedstaaten über die Entwicklung erneuerbarer Energien

h) mögliche Ausrichtung öffentlicher Investitionen auf die Nutzung erneuerbarer Energieträger parallel zu Energiesparmaßnahmen.

Nach Überprüfung der Fortschritte bei der Verwirklichung der energiepolitischen Ziele der Gemeinschaft für das Jahr 1995 kam der Rat am 8. November 1988 zu folgender Schlußfolgerung:

"Besondere Bedeutung mißt der Rat den neuen und erneuerbaren Energieträgern unter Beachtung ihrer Wirtschaftlichkeit für die künftige Energieversorgung bei, auch wenn trotz der bereits in der Vergangenheit unternommenen Anstrengungen bis 1995 nur eine bescheidene Steigerung ihres Anteils erreicht werden dürfte. Die Wettbewerbsfähigkeit dieser Energiequellen hat sich durch die gefallen Preise der traditionellen Energieträger verschlechtert."

Die genutzten erneuerbaren Energieträger (einschließlich der Erzeugung durch große Wasserkraftwerke), die als einzige statistisch erfaßt werden, deckten 1991 lediglich knapp 2% des Bedarfs an Primärenergie. Zusammen mit der aus Holz gewonnenen Energie, die derzeit in der Gemeinschaft etwa 20 Mio. t RÖE ausmacht, kann der Anteil erneuerbarer Energieträger auf knapp 4% veranschlagt werden, was in absoluten Zahlen ausgedrückt, einen Gesamtwert von 43 Mio. t RÖE/Jahr bedeutet.

Das spezifische FuE-Programm auf dem Gebiet der nichtnuklearen Energieträger^{5,6}, und das Thermie-Programm⁷ zur Förderung der Energietechnologien werden weiterhin die nationalen Programme auf wirksame Weise ergänzen und zur Verbreitung der erneuerbaren Energieträger beitragen, da beide Programme bis Ende 1994 laufen.

Dennoch reichen diese Aktionen der Technologieförderung und der steuerlichen Maßnahmen (beispielsweise die "Ökosteuern" und eine niedrigere Besteuerung der Biokraftstoffe) nicht aus, damit die erneuerbaren Energieträger eine entscheidende Rolle bei der Stabilisierung der CO₂-Emissionen spielen.

Sie müssen durch weitere flankierende Maßnahmen im Rahmen des ALTENER-Programms ergänzt werden,

die durch einzelstaatliche Maßnahmen untermauert werden müssen.

VERGRÖßERUNG DES MERKANTEILS DER ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGER - ERWARTETER NUTZEN

SICHERE UND DIVERSIFIZIERTE VERSORGUNG

Nach dem Kohle- und Erdölzeitalter, in dem zu einem bestimmten Zeitpunkt jede dieser beiden Energiequellen einen Marktanteil in Höhe von 50% einnahmen, bewegen wir uns immer mehr auf eine Welt mit unterschiedlichsten Energieträgern zu.

Der künftige Weltenergiebedarf wird durch eine noch nie dagewesene Vielfalt an Energiequellen und -techniken gedeckt. Hierbei kommt den alternativen und erneuerbaren Energieträgern eine gewisse Bedeutung zu.

Auch wenn man sich für die nächste Zukunft über den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Gesamtenergiebilanz der Gemeinschaft nichts vormachen darf, so kann er, langfristig gesehen, nicht vernachlässigt werden (5-6% im Jahr 2000 und 8% im Jahr 2005 oder kurz danach - im Vergleich zu knapp 4% im Jahr 1991).

In begrenztem Umfang können die alternativen Energiequellen auch zu einer Verringerung der Einfuhr fossiler Brennstoffe führen: Durch die zusätzlichen 66 Mio. t RÖE, die im Jahr 2005 durch erneuerbare Energiequellen erzeugt werden können, dürften die Devisenausgaben um mehr als 7 Mrd. ECU (beim Rohölpreis von 1991) gesenkt werden.

UMWELT

Die erneuerbaren Energieträger haben, wenn auch nicht alle im gleichen Maße, unbestreitbare Vorzüge für den Umweltschutz. Zwar kommt es, wie bei Müllverbrennungsanlagen, zuweilen zu entschiedenem Widerstand der örtlichen Bevölkerung gegen die Errichtung von Wasserkraftwerken, ja sogar Kleinstwasserkraftwerken, und Windenergieanlagen steht mitunter die Geräusentwicklung und das Aussehen entgegen.

Dennoch ist allgemein die Umweltbelastung durch erneuerbare Energieträger gering. Wenn sie als Ersatz für fossile Energieträger eingesetzt werden, tragen sie wesentlich zur Verringerung der Emissionen, die den Treibhauseffekt begünstigen, bei.

Von den erneuerbaren Energieträgern dürfte vor allem die Biomasse beträchtlich weiterentwickelt werden.

Diese Energiequelle hat wichtige Vorzüge: die große Vielfalt ihrer Verwendungsmöglichkeiten, durch die neue, besonders umweltfreundliche Technologien gefördert werden, die Möglichkeit, die

⁵ ABl. Nr. L185 vom 17.7.1990.

⁶ ABl. Nr. L257 vom 09.09.1991.

⁷ ABl. Nr. L185 vom 17.7.1990.

Kohlendioxidemissionen zu verringern und der Landwirtschaft der Gemeinschaft zuträglich zu sein. Zur Gewinnung bedeutender Energiemengen durch Sonne, Wind und Biomasse sind große Flächen erforderlich. Dieser Raumbedarf darf jedoch nicht als Argument gegen die Nutzung erneuerbarer Energieträger verwendet werden. Die Hauptschwierigkeit bei der Nutzung der Sonnenenergie liegt offenkundig nicht im Flächenbedarf, sondern in der unregelmäßigen Erzeugung und den Schwierigkeiten der wirtschaftlichen Speicherung.

WIRTSCHAFTLICHE UND GEWERBLICHE PERSPEKTIVEN

Bestimmte Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen sind bereits heute wettbewerbsfähig, andere könnten es in fünf bis zehn Jahren sein. Jedenfalls muß bedacht werden, daß der wirtschaftliche Vergleich, der normalerweise zu fossilen Brennstoffen gezogen wird, zu verzerrten Ergebnissen führt, weil dabei nur die unmittelbaren Kosten berücksichtigt werden.

Würden alle externen Kosten, die die Gesellschaft tragen muß (Umwelt- und Gesundheitsschäden, Soziallasten) berücksichtigt, würde die wirtschaftliche Bilanz wesentlich anders ausfallen und den verstärkten Einsatz alternativer Energiequellen fördern.

Die vielfältigen erneuerbaren Energiequellen eignen sich besonders gut für Pläne auf regionaler bzw. lokaler Ebene. Im übrigen liegen die Regionen mit dem größten nutzbaren Potential oft gerade in den Ländern, die energiepolitisch am abhängigsten sind. Die Aufwertung alternativer Energiequellen in den Randgebieten der Gemeinschaft ist daher von großem Interesse, weil dies zur Verwirklichung des im Vertrag über die Europäische Union festgelegten Ziels des wirtschaftlichen und sozialen Zusammenhalts beiträgt.

Die Entwicklung einer Industrie erneuerbarer Energieträger in der Gemeinschaft kann sich positiv auf den Industriesektor und die Zahlungsbilanz auswirken, wenn man die Größe des Markts außerhalb der Gemeinschaft berücksichtigt. Viele der Länder in der Welt, die besonders günstige Bedingungen für die Verbreitung erneuerbarer Energieträger bieten, besitzen weder die Technik noch die industrielle Infrastruktur für die Herstellung von Anlagen zur Nutzung dieser Quellen. Die Industrie der Gemeinschaft, die sich in diesem Bereich im wesentlichen aus kleinen und mittleren Unternehmen mit hohen Beschäftigungszahlen zusammensetzt, könnte hier bedeutende Absatzmärkte gewinnen.

Außer der Bereitstellung von technischer Unterstützung ist auch eine breite Palette von sehr unterschiedlichen Geräten zu liefern, die von Turbinen und Generatoren für Wasser- und Windkraftwerke, geothermische Anlagen sowie

Müllverbrennungsanlagen bis zu Heizkesseln, Gaserzeugern, Fermentern, Destillatoren, Veresterungsanlagen für pflanzliche Öle, Solarzellengeneratoren und Sonnenkollektoren über eine Vielzahl von Hilfs- und Kontrollgeräten reicht.

Die Bedeutung für die Beschäftigung in der Landwirtschaft ist wegen der Verwendung von Biomasse und Biokraftstoffen nicht weniger groß. Wird eine Anbaufläche, anstatt brachliegend gelassen zu werden, zur Erzeugung von Biokraftstoffen genutzt, sind die positiven Folgen für die Beschäftigungslage in der Landwirtschaft offensichtlich. Die Nutzung von Biomasse kann den Landwirten zusätzliche Einnahmen verschaffen. Dadurch kann auch die Landflucht gebremst werden, was sich auf die Regionalentwicklung günstig auswirken wird.

WINDENERGIE

Die Studie "Wind energy in Europe: a plan of action"⁸ hat ergeben, daß diesem Bereich unter den erneuerbaren Energiequellen besondere Bedeutung zukommt. Die europäische Industrie für Windanlagen durchläuft zur Zeit eine intensive Entwicklung und belegt bereits einen beachtlichen Platz auf den Weltmärkten. Derzeit beträgt die installierte Kapazität für Stromerzeugung aus Windenergie in der Gemeinschaft insgesamt 640 MW, wovon 380 MW auf Dänemark, 90 MW auf Deutschland und 55 MW auf die Niederlande entfallen. Nach den derzeit bekannten Plänen für Kraftanlagen dürfte die installierte Windleistung in der Gemeinschaft im Jahr 2005 etwa bei 4.000 bis 5.000 MW liegen. Die Kosten pro kWh sind mit denen vergleichbar, die bei der Stromerzeugung über ein mit einer Rauchgasreinigungsanlage ausgerüstetes Kohlekraftwerk entstehen.

Die Anlagen in der Gemeinschaft sind zu rund 80% dänischen Ursprungs; die übrigen Anlagen stammen aus Deutschland, den Niederlanden und Belgien. 1990 waren die Gemeinschaft einerseits und die Vereinigten Staaten und Japan andererseits auf dem Weltmarkt annähernd zu gleichen Teilen vertreten.

Am weitesten verbreitet sind derzeit Anlagen mittlerer Leistung: 200-250 kW bei einem Rotordurchmesser von 25-30 m. Die Anlagentechnologie ist inzwischen relativ ausgereift. Anlagen dieser Leistung, die zur Stromerzeugung für kleine lokale oder auch große Netze dienen, werden heute laufend vertrieben. 1992 wurde ein Prototyp mit 1.500-2.000 kW Leistung und einem Rotordurchmesser von 60 m auf Sardinien in Betrieb genommen.

Außerhalb der Gemeinschaft konzentriert sich ein großer Teil der Stromerzeugung aus Windenergie in

⁸ Von der European Wind Energy Association veröffentlicht

Kalifornien. Ende 1990 betrug die gesamte installierte Windleistung in den Vereinigten Staaten schätzungsweise 1.500 MW, die mit über 15.000 Anlagen erzeugt wurden. Das Energieministerium sagt für das kommende Jahrzehnt einen wesentlichen Anstieg der installierten Windleistung voraus. Auch Indien und China haben ehrgeizige Entwicklungsprogramme aufgelegt.

BIOMASSE

Angesichts der Frage, wie die Energieversorgung für eine rasch wachsende Weltbevölkerung dauerhaft und umweltgerecht gesichert werden kann, wird der Nutzung der Biomasse weltweit zunehmend Aufmerksamkeit gewidmet.

In den Industrieländern sind derzeit vor allem diejenigen Branchen an der Entwicklung von Biomasse interessiert, die Holz oder organische Rückstände verarbeiten und neue Energieprodukte herstellen (Äthanol, Methanol, Ester aus pflanzlichen Ölen usw.). Die Gemeinschaft verbraucht derzeit rund 20 Mio. t RÖE/Jahr an Holz für Energiezwecke, davon 9 Mio. t RÖE in Frankreich. Die Erzeugung könnte sich verdoppeln, ja sogar verdreifachen, wenn eine Politik der intensiven Erzeugung und Nutzung verfolgt würde (Niederwaldbetrieb mit Kurzumtrieb - Forstpolitik). Zu den wichtigsten Anwendungen, die teilweise mit herkömmlichen Energiequellen konkurrieren können, gehören Wohnungsheizungen und Dampf- und Wärmeerzeugung. Neue Technologien, vor allem Vergasung in Verbindung mit Gasturbinen, bieten vielversprechende Perspektiven für die Stromerzeugung.

Die Umweltschutzproblematik ist der Hauptgrund für die Nutzung organischer Rückstände durch anaerobe Fermentation. Techniken der Abwasserregeneration und Energierückgewinnung haben sich in allen europäischen Ländern rasch verbreitet. Seit mehreren Jahren ist eine bedeutende Entwicklung bei Anlagen zur Erzeugung von Biogas aus agroindustriellen Abfällen zu beobachten (Brennereien, Zuckerfabriken, Tierzucht u.ä.). In Europa gibt es etwa 600 dieser Anlagen.

Auch die Gewinnung von Biogas aus geordneten Deponien findet in der Gemeinschaft immer weitere Verbreitung. Über 200 mit einem System zur Rückgewinnung von Biogas ausgestattete Deponien erzeugen gegenwärtig etwa 400.000 t RÖE/Jahr, das sind etwa 9% des Gemeinschaftspotentials. Die Verbrennung des durch diese Deponien erzeugten Methans (anstelle der unkontrollierten Ableitung in die Atmosphäre) trägt zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bei.

Bei der Behandlung von Haushaltsabfällen stellt sich die Lage in den Mitgliedstaaten überaus unterschiedlich dar. Am häufigsten wird Energie durch

Verbrennung rückgewonnen. In der Gemeinschaft werden etwa 20% der Abfälle durch Verbrennung beseitigt und häufig zur Wärmerückgewinnung oder Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Über Fernwärmenetze werden insbesondere in Frankreich, Deutschland und Dänemark annähernd 1,5 Mio. t RÖE Wärme aus Haushaltsabfällen verteilt.

Die Verwendung von Agrarprodukten als Treibstoff für Kraftfahrzeuge stieß zunächst in den Vereinigten Staaten und Brasilien auf Interesse und fand nach und nach auch in der übrigen Welt Verbreitung. In den Vereinigten Staaten ist mit einer Steigerung der Produktion von Ethanol als Benzinzusatz zu rechnen, die bereits 1990 3,4 Mio. m³ erreichte. In Brasilien hingegen stagniert die Ethanolproduktion aus Zuckerrohr bei rund 11 Mio. m³/Jahr. Etwa zwölf weitere Länder, vor allem in Afrika und Lateinamerika, haben Programme zur Nutzung von Ethanol als Kraftstoff aufgelegt. In der Gemeinschaft wurden spezifische Aktionen zur Produktion von Methanol und Ethanol aus land- und forstwirtschaftlichen Nutzpflanzen entwickelt. Ölpflanzen, insbesondere Raps und Sonnenblumen, sind in diesem Zusammenhang ebenfalls von Bedeutung; denn Raps- und Sonnenblumenöl kann entweder unverarbeitet für Spezialmotoren oder in Form von Methylester ganz oder teilweise anstelle von Gasöl für klassische Dieselmotoren verwendet werden.

SONNENENERGIE

Im letzten Jahrzehnt wurde bei sämtlichen Anwendungen der **aktiv genutzten Sonnenenergie** wesentliche Fortschritte erzielt: Schwimmbadheizungen, Warmwasser für den Sanitärbereich, Heizungen, Wärmeerzeugung für kommerzielle, landwirtschaftliche und handwerkliche Zwecke. Dank dieser Fortschritte haben einige Technologien, z.B. Schwimmbadheizungen und Warmwasserbereitung für den Sanitärbereich, ein ausgereiftes Stadium erreicht. Der Wirkungsgrad von handelsüblichen Solarpanels steigerte sich gegenüber dem letzten Jahrzehnt um 30%; ferner wurden Sonnenkollektoren in neuer Technik (Vakuumröhren) entwickelt und auf den Markt gebracht. Weltweit sind heute 30 Mio. m² Solarpanels installiert, davon 4,5 Mio. in den Vereinigten Staaten, 5,0 Mio. in Japan, 2,3 Mio. in der Türkei, 1,5 Mio. in Australien und 340.000 auf Zypern.

In der Gemeinschaft waren Ende 1990 insgesamt 3 Mio. m² Solarpanels installiert, davon 1,3 Mio. m² in Griechenland, 490.000 m² in Frankreich und 350.000 m² in Italien. Die Jahresproduktion dieser Anlagen beträgt rund 200.000 t RÖE.

Die weltweite Jahresproduktion an (verglasten und unverglasten) Sonnenkollektoren beläuft sich derzeit auf schätzungsweise 3 Mio. m². In den letzten Jahren ist das Produktionsvolumen, das 1983-1984 in den Vereinigten Staaten erreicht wurde, stark zurückgegangen (600.000 m² in Japan und 400.000 m² in den Vereinigten Staaten im Jahr 1989). Die Aufhebung der Steuererleichterungen, die die amerikanische Bundesregierung anfangs gewährte, und die relativ stabilen Energiepreise wirkten sich auf den Vertrieb von Sonnenenergieanlagen nachteilig aus.

In Japan blieb hingegen die Politik in bezug auf Sonnenenergie (Zuschüsse und zinsvergünstigte Bankdarlehen) bis 1989 unverändert. Die Zurückhaltung der Verbraucher ist vor allem durch die Entwicklung der Ölpreise und die rückläufige Konjunktur bedingt.

Derzeit stammt ein Großteil der Weltproduktion an Solarpanels aus Ländern des Nahen und Mittleren Ostens. Die Türkei und Israel gehören mit jeweils 400.000 m²/Jahr weltweit zu den Spitzenreitern, gefolgt von Jordanien (200.000 m²/Jahr) und Zypern (33.000 m²/Jahr). Während Israel einen großen Teil seiner Produktion ausführt, produziert die Türkei im wesentlichen für den heimischen Markt.

Die bedeutendste Fertigungsindustrie der EG in diesem Bereich befindet sich in Griechenland, das derzeit über den größten heimischen Markt innerhalb der Gemeinschaft verfügt. Mit einer Produktion von 130.000 m²/Jahr liegt Griechenland deutlich vor Deutschland, wo 1990 40.000 m² Solarpanels gefertigt wurden. Die gesamte Gemeinschaftsproduktion an Solarpanels betrug 1990 ca. 250.000 m². 500 Firmen der EG fertigen, vertreiben und installieren Sonnenkollektoren und beschäftigen 3.000 Personen bei einem Umsatz von etwa 180 Mio. ECU.

Die Marktperspektiven sind allerdings nur in Griechenland, Deutschland, den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich und Dänemark ermutigend. In den nördlichen EG-Ländern stellt die Aufgeschlossenheit für Umweltprobleme einen wichtigen Anreiz dar. In Ländern wie Italien, Frankreich, Spanien und Portugal ist der Absatz bei Sonnenkollektoren rückläufig, obwohl die klimatischen Bedingungen diese Energieform eigentlich begünstigen.

Diese Entwicklung ist möglicherweise durch die Energiepreise, die nicht immer positiven Erfahrungen mit den Solarpanels der ersten Generation und unzureichende Werbekampagnen bedingt.

Die Fertigung und Installation von Photovoltaiksystemen zur Stromerzeugung nimmt weltweit rasch und stetig zu. Die photovoltaische Industrie, die zunächst monokristallines Silizium als

Basiselement der Zelle zur Umwandlung der Sonnenstrahlung in Elektrizität verwendete, arbeitet nun verstärkt mit kostengünstigeren Werkstoffen wie polykristallinem und amorphem Silizium. Die Kosten der Zellen und Module haben sich in den letzten Jahren wesentlich verringert. Seit 1973 sind die Kosten für Photovoltaiksysteme zu konstanten Preisen auf ein Fünftel der ursprünglichen Kosten gesunken. Diese Preissenkungen ermöglichten ein rasches Wachstum des Weltmarktes, der bereits 1978 ein MW erreichte, sich in zehn Jahren um mehr als das Dreißigfache vergrößerte und 1991 rund 56 MW betrug.

Mittelfristig dürfte durch Anwendungen an isolierten Standorten (Telekommunikation, Stromversorgung in ländlichen Gebieten, Wasserpumpen), anschließend durch erste kommerzielle Entwicklungen von Netzanwendungen ein jährliches Wachstum in der Größenordnung von 20-30% gewährleistet sein. Der Weltmarkt für Photovoltaiksysteme dürfte sich bereits Ende dieses Jahrzehnts auf über 300 MW/Jahr belaufen, das entspricht einem Jahresumsatz von ca. 2 Mrd. ECU (dem Vierfachen des Jahres 1990). Schätzungen zufolge werden die jährlichen Umsätze in der Gemeinschaft einer Kapazität von 10,2 MW (1990) bzw. 13,4 MW (1991) entsprechen, die bis zum Jahr 2000 auf ca. 50 MW ansteigen dürfte. Auf die japanischen Unternehmen entfallen derzeit 36% des Weltmarktes; die Gemeinschaftsindustrie, die auch in den Vereinigten Staaten vertreten ist, belegt jedoch mit einem Marktanteil von 25% einen sehr guten Platz. Die Nachfrage in Europa übersteigt zur Zeit bei weitem die Produktionskapazität.

Durch **solarthermische Umwandlung** (aktive Hochtemperatur-Solarsysteme), können mit Hilfe unterschiedlicher Konzentratoren Hochtemperaturfluide gewonnen werden, aus denen sowohl Dampf für großtechnische Verfahren als auch Strom erzeugt wird. Gegenwärtig werden mehrere Projekte entwickelt, so daß dieser Technologie, die eine Zeitlang stagnierte, erneut Aufmerksamkeit gewidmet wird. Die realen Aussichten auf einen wirtschaftlichen Erfolg dieser Produktionsverfahren lassen sich jedoch zur Zeit noch nicht abschätzen.

In den meisten Industrieländern wurde die Technologie der **passiven Solarheizung** bereits von der Wohnungsbauindustrie erprobt, sowohl in neuen Gebäuden als auch bei der Sanierung von Altbauten. Ein weitgespanntes Informations- und Datenerfassungsnetz führte zu vertieften Kenntnissen des Einsatzes von passiven Solarheizungen in Wohnungen.

Die Beiträge der passiven Solarenergie werden in der Regel in den Energiebilanzen nicht ausgewiesen, machen jedoch einen bedeutenden Teil der Heizung

von Gebäuden aus, der in der Gemeinschaft 1986 schätzungsweise 24 Mio. t RÖE betrug.

Weitere passive Solartechniken, die derzeit entwickelt werden, betreffen Kühlungssysteme und Klimaanlage, wengleich diese Forschungsarbeiten noch nicht weit vorangeschritten sind. Im Bereich der Klimaanlage kommt Heimelektronik- und Automationssystemen eine immer wichtigere Rolle zu, da sie nicht nur mehr Komfort bieten, sondern auch Energieeinsparungen ermöglichen.

ERDWÄRME

Die Stromerzeugung aus geothermischen Quellen hat weltweit stark zugenommen: im Zeitraum 1980-1990 war ein Anstieg um 50% (von 3.900 MW auf 5.850 MW) zu verzeichnen. Unter den Gemeinschaftsländern haben nach Italien (545 MW im Jahre 1991) auch Frankreich (4,2 MW auf Guadeloupe) und Portugal (3 MW auf den Azoren) mit der Produktion von geothermischer Elektrizität begonnen. Von 1990 bis 1995 dürfte sich das weltweite Produktionspotential um 50% erweitern. Den größten Beitrag zu dieser Entwicklung werden die Länder mit der längsten Erfahrung auf diesem Gebiet leisten: die Vereinigten Staaten, die Philippinen, Mexiko, Neuseeland, Japan und Italien. Hinzu kommen neue Produktionsländer in Mittelamerika (Costa Rica, Guatemala und El Salvador). Unter den Gemeinschaftsländern führt Italien ein Programm zur Kapazitätsverdoppelung bis zum Jahr 2000 durch; Frankreich setzt die Nutzung von Erdwärme auf den Antillen fort (für das Jahr 1994 sind 25 MW geplant). Mit dem Investitionsprogramm der griechischen Elektrizitätswerke auf den Inseln Milos und Missipos könnte die installierte Leistung in Griechenland im Jahr 2000 100 MW erreichen.

Die direkte Nutzung geothermischer Energie bei niedriger und mittlerer Temperatur (Gebäude- und Fernheizungen, Landwirtschaft usw.) hat in der Gemeinschaft 1990 ein Energieäquivalent von schätzungsweise 370.000 t RÖE erreicht. Frankreich hat mehrere Projekte zur Nutzung geothermischer Lagerstätten für Fernheizungen durchgeführt (170.000 t RÖE). Mit der thermischen Nutzung dieser Energiequelle für Wohnungsheizungen, landwirtschaftliche und industrielle Zwecke wurde auch in einigen italienischen Regionen (200.000 t RÖE) begonnen. Deutschland, Spanien, Portugal und Griechenland verfügen über ein interessantes kommerzielles Potential an geothermischer Niedertemperaturenergie.

ALTENER - EIN AKTIONSPROGRAMM DER GEMEINSCHAFT FÜR DEN ZEITRAUM 1993 BIS 1997

Im letzten Jahrzehnt haben die Mitgliedstaaten zahlreiche Initiativen zur Förderung der erneuerbaren Energien ergriffen. Mit dem Sturz der Energiepreise 1986 sind diese im Vergleich zu herkömmlichen Energien weniger wettbewerbsfähig geworden. Die meisten Mitgliedstaaten haben jedoch ihre Bestrebungen zur Förderung der erneuerbaren Energien fortgesetzt.

Die von den Mitgliedstaaten eingeleiteten Initiativen und die im Bereich der erneuerbaren Energiequellen ergriffenen Maßnahmen dürften sich kurzfristig positiv auswirken und zur Verbesserung der von der Kommission 1988 als unbefriedigend bezeichneten Lage beitragen.

Sollen jedoch erneuerbare Energien in den Energiebilanzen der Gemeinschaft eine wesentliche Rolle spielen und damit in merklichem Umfang zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen, muß diese positive Entwicklung längerfristig durch eine Gemeinschaftsaktion konsolidiert werden.

Die Gemeinschaft ist zunächst für Fragen zuständig, die die Harmonisierung der Normen und technischen Vorschriften sowie die Beseitigung der Hindernisse für den freien Verkehr der Produkte sowie der mit erneuerbaren Energieträgern betriebenen Anlagen und Geräte betreffen. Beim freien Verkehr von Geräten, beispielsweise von Windgeneratoren, sind mehrfach Schwierigkeiten aufgetreten. Ohne Sicherheits- und Umweltschutznormen wird die Entwicklung des Marktes für die mit erneuerbaren Energieträgern betriebenen Geräte zweifellos zu weiteren Hindernissen im freien Verkehr führen.

Das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energieträger zu erleichtern, ist für die Mitgliedstaaten eine Aufforderung, ihre Verwaltungsverfahren zu vereinfachen. Sie haben auch für flexible Bedingungen zu sorgen, die einen Ausbau dieser Energieträger ermöglichen.

Die einzige erneuerbare Energiequelle, die auf kurze und mittlere Sicht einen wesentlichen Beitrag zur Ablösung der herkömmlichen Brennstoffe leisten und in der Gesamtenergiebilanz eine nennenswerte Rolle spielen kann, ist die Biomasse, die in der Gemeinschaft reichlich vorhanden ist und sich für die unterschiedlichsten Verwendungszwecke eignet.

Unter Berücksichtigung der engen Verbindungen zur Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik wird der Vergrößerung des Marktanteils der Biokraftstoffe und der Brennstoffe landwirtschaftlichen Ursprungs Vorrang eingeräumt.

DIE AKTIONEN DER GEMEINSCHAFT (ALTENER-PROGRAMM)

Ziel des ALTENER-Programms ist die Verbreitung erneuerbarer Energien in der Gemeinschaft sowie eine Intensivierung des Handels mit den entsprechenden Erzeugnissen, Ausrüstungen und Dienstleistungen innerhalb und außerhalb der Gemeinschaft.

Es wird zu einer verbesserten Nutzung der örtlichen Energiere Ressourcen, zu einem besseren Einsatz öffentlicher Mittel, durch Beschränkung von den Treibhauseffekt begünstigenden Emissionen bzw. durch Einschränkung anderer Schadstoffemissionen zum Umweltschutz und darüber hinaus zur Vollendung des Binnenmarkts und zur Reduzierung der Abhängigkeit der Gemeinschaft von Energieeinfuhren beitragen.

Das ALTENER-Programm umfaßt folgende Maßnahmen:

1. Maßnahmen zur Förderung des Marktes für erneuerbare Energien und zu deren Einbeziehung in den Energiebinnenmarkt
2. finanzielle Maßnahmen
3. Maßnahmen im Bereich Ausbildung, Information und Veranstaltungen
4. Zusammenarbeit mit Drittländern.

1

MASSNAHMEN ZUR FÖRDERUNG DES MARKTES FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN UND DEREN EINBEZIEHUNG IN DEN ENERGIEBINNENMARKT

Die Vielfalt bzw. das Fehlen rechtlicher Bestimmungen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien stellen für deren Entwicklung ein Hindernis dar.

Die Harmonisierung der Rechtsvorschriften und die Festlegung gemeinsamer technischer Normen auf europäischer Ebene gehören zu den Aufgaben im Rahmen der Vollendung des Energiebinnenmarkts. Durch diese Maßnahmen wird die Wettbewerbsposition der Industrie in der Gemeinschaft auf den internationalen Märkten weltweit gestärkt.

Anreize zur Erzeugung erneuerbarer Energien und für die hierzu erforderlichen Investitionen sowie attraktive Bedingungen für die Abnahme von Strom, der mit erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird, sind für deren Entwicklung von starker Bedeutung.

KLEINWASSERKRAFTWERKE

Dem Bericht⁹ über die Durchführung der Empfehlung des Rates 88/611/EWG zur Förderung der Zusammenarbeit zwischen öffentlichen

Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Eigenerzeugern sind positive Entwicklungstendenzen im Hinblick auf die Errichtung von kleinen Wasserkraftwerken zu entnehmen. Dennoch gibt es weiterhin eine Reihe von Hemmnissen im Zusammenhang mit den Bau- und Nutzungsgenehmigungen für Wasserkraftwerke.

Die Hindernisse ließen sich durch die **Schaffung eines allgemeinen Rahmens** überwinden, bei dem jeder Mitgliedstaat folgendes bestimmen kann:

- Qualifikationsanforderungen, denen eine Einrichtung genügen muß, um eine Bau- und Nutzungsgenehmigung zu erhalten;
- Festlegung der Unterlagen, die mit dem Genehmigungsantrag einzureichen sind;
- Bearbeitungsdauer der für die Genehmigung eingereichten Unterlagen, die ein Jahr nicht übersteigen darf;
- Dauer der Nutzungsgenehmigung, die ausreichend bemessen sein muß, um die Amortisierung der Investitionen zu ermöglichen.

Außerdem muß die Notwendigkeit der Errichtung von Wasserkraftwerken mit dem Umweltschutz vereinbart werden. Ein kleines Wasserkraftwerk ändert den Wasserverlauf nur geringfügig und verbraucht kein Wasser. Bei Verwendung der richtigen Techniken sind die direkten Auswirkungen auf die Umwelt gering und durch den Ersatz fossiler Energien wird dazu beigetragen, Emissionen, die den Treibhauseffekt begünstigen, sowie andere Schadstoffemissionen zu verringern.

Einige Länder haben Normen für die Prüfung und die Merkmale kleiner Turbinen aufgestellt, die derzeit von CENELEC für eine Bauartgenehmigung auf europäischer Ebene geprüft werden. Die Kommission wird eine Bestandsaufnahme der in den Mitgliedstaaten der Gemeinschaft geltenden Normen vornehmen und gegebenenfalls die Normenorganisationen mit der Erstellung europäischer Normen beauftragen.

Die für die Bewertung der Ressourcen und der Möglichkeiten für die Errichtung kleiner Wasserkraftwerke verfügbaren Daten sind unvollständig und nicht in allen Ländern einheitlich. Die Kommission wird daher die Arbeiten an einem Atlas über die Ressourcen fortsetzen.

WINDENERGIE

Im Rahmen der Richtlinie 83/189/EWG, in der ein Informationsverfahren für Normen und technische Vorschriften vorgesehen ist, haben einige Mitgliedstaaten die Kommission ersucht, die Initiative zur Harmonisierung der technischen Vorschriften und zur Ausarbeitung einheitlicher Sicherheitsnormen in der Gemeinschaft zu ergreifen.

Die Kommission hat die dänische Energieagentur mit den Arbeiten zur Vorbereitung einer Harmonisierung

⁹ SEK (92) 1411 endg. vom 22.7.1992

der technischen und Umweltvorschriften für Windgeneratoren beauftragt. Diese Arbeiten umfassen eine Bestandsaufnahme der in jedem Land geltenden Bestimmungen, eine Bewertung der Ähnlichkeiten und Unterschiede und eine Ermittlung der Wünsche und Bedürfnisse der verschiedenen Länder im Hinblick auf eine künftige europäische Regelung. In dieser Vorschrift müßten Mindestanforderungen bezüglich Sicherheit, Leistung und Umweltverträglichkeit festgelegt sein.

Nach Abschluß dieser Arbeiten wird die Kommission einen Richtlinienentwurf über die Sicherheit, die Leistung und die Umweltverträglichkeit von Windgeneratoren unterbreiten. Diese Richtlinie wird ggf. durch eine Auftrag an die Normenorganisationen zur Festlegung europäischer Normen ergänzt.

THERMISCHE SONNENENERGIE

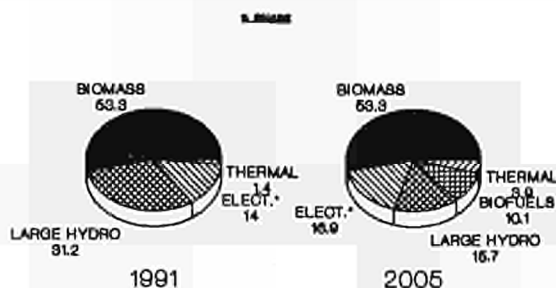
Gemeinsame Normen könnten für die europäischen Hersteller von Sonnenkollektoren sowohl im Binnenmarkt als auch im Welthandel hilfreich sein. Außerdem wären sie für die Verbraucher von Nutzen, da sie zertifizierte Erzeugnisse erhielten, die eventuell mit einem Gütezeichen versehen sind.

Die ISO (Internationale Organisation für Normung) arbeitet zur Zeit an den Texten für entsprechende Normen, die demnächst veröffentlicht werden dürften. Einige Mitgliedstaaten beabsichtigen, das Europäische Komitee für Normung (CEN) mit der Prüfung dieser Texte zu betrauen.

In der Gemeinsamen Forschungsstelle in ISPRA (Italien) wurden ebenfalls Arbeiten zur Leistungsfähigkeit von Sonnenkollektoren und Versuche hinsichtlich ihrer Lebensdauer durchgeführt. Frankreich hat im technischen Versuchszentrum für Gebäude (CETB) ein Verfahren für "technische Gutachten" entwickelt, die für alle solaren Warmwasserbereiter, die auf den Markt kommen, verwendet werden können.

Energieerzeugung Aus Neuen und Erneuerbaren
Energiequellen - Ziele

ENERGY PRODUCTION FROM NEW AND RENEWABLE ENERGY SOURCES-OBJECTIVES



EXCL. LARGE HYDRO

Griechenland hat mit Normungsarbeiten begonnen, die auf den Tätigkeiten in ISPRA und auf den Normenvorschlägen der ISO beruhen.

Die Zertifizierung der Sonnenkollektoren ist für die Entwicklung des Marktes und zur Gewährleistung eines bestimmten Qualitätsniveaus für den Verbraucher von maßgebender Bedeutung. Sie muß sich aus gemeinsamen Anstrengungen der Hersteller, der Verbraucher und der öffentlichen Hand ergeben und wird folgende Maßnahmen umfassen:

- Festlegung der Prüfverfahren (Leistung, Beständigkeit, Sicherheit usw.) und Vorschriften zur Durchführung dieser Prüfverfahren in akkreditierten Laboratorien;
- Veröffentlichung einer Beurteilung für jedes einzelne Erzeugnis;
- Festlegung eines Verfahrens zur Herstellungskontrolle, mit dem eine gleichbleibende Qualität der Erzeugnisse gewährleistet wird, die auf den Markt kommen;
- Festlegung eines spezifischen Informationsetiketts, auf dem die wesentlichen Merkmale des Erzeugnisses festgehalten sind.

Die Kommission wird nach den in der Normung üblichen Verfahren die notwendigen Maßnahmen ergreifen, damit solche Zertifizierungsmethoden, wie sie vorstehend umrissen sind, für den Bereich der Solartechnik ausgearbeitet und auf europäischer Ebene anerkannt werden. Sie wird Qualitätsnormen für Sonnenkollektoren und Warmwasserbereitungssysteme vorschlagen.

In ganz Südeuropa wurden mit Unterstützung der Gemeinschaft von einer Gruppe europäischer Unternehmen Programme zur Verbreitung der Sonnenenergie für die Brauchwassererwärmung ins Leben gerufen. Diese Unternehmen garantieren den Benutzern in einem Vertrag bestimmte Leistungen. Mit diesem Vertrag garantieren die beteiligten Unternehmen (Hersteller von Sonnenkollektoren, Beratungsfirmen, Installateure) solidarisch, daß die Anlage jedes Jahr eine bestimmte Menge Sonnenenergie liefert. Werden die garantierten Ergebnisse nicht erreicht, wird der Benutzer entschädigt.

In Frankreich wurde ein Konzept entwickelt und erprobt, nach dem diese Garantie (garantie de résultat solaire (GRS)) in die geltenden Vorschriften für den Gebäudebau (Verdingungsordnung) aufgenommen wurde. Die Kommission wird unter Mitwirkung des europäischen Verbandes der Hersteller von Anlagen zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie die Anpassung dieses Konzepts an die jeweiligen Bauverordnungen der einzelnen Länder bzw. eine entsprechende Einbeziehung unterstützen.

PHOTOVOLTAISCHE SONNENENERGIE

Im Bereich der photovoltaischen Energie hat die Gemeinsame Forschungsstelle ISPRA Versuche zur Zertifizierung und Bauartgenehmigung durchgeführt, wobei die kommerzielle Entwicklung eingehend verfolgt wurde. Den in der Gemeinschaft hergestellten photovoltaischen Modulen liegt in der Regel ein Zertifikat bei, das von einer akkreditierten Prüfstelle oder von der GFS ISPRA ausgestellt ist. Die GFS hat im November 1987 ebenfalls Leitlinien für die Erfassung von Daten photovoltaischer Einrichtungen formuliert.

Die Kommission hat bisher keine Kenntnis von technischen oder sonstigen Hemmnissen für den Handel mit photovoltaischen Ausrüstungen erhalten.

BIOKRAFTSTOFFE

Die von der Kommission vorgeschlagene starke Reduzierung der Besteuerung von Biokraftstoffen im Vergleich zu Kraftstoffen auf Mineralölbasis¹⁰ wird die Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffe erhöhen und zur Entwicklung eines entsprechenden Marktes beitragen.

In der Gemeinschaft sind Einrichtungen zur Herstellung von Methanol und Ethanol aus land- und forstwirtschaftlichen Erzeugnissen entstanden. Die Mischung von Benzin mit kleinen Mengen dieser Erzeugnisse und ihrer etherischen Derivate (MTBE und ETBE) ist gestattet und bildet Gegenstand der Richtlinie 85/536/EWG vom 5. Dezember 1985¹¹. Die Kommission wird die Änderung dieser Richtlinie mit dem Ziel vorschlagen, den prozentualen Anteil dieser Erzeugnisse in den Benzinmischungen anzuheben.

Außerdem haben sich Ölsaaten, insbesondere Raps und Sonnenblumen, für die Herstellung von Kraftstoffen als interessant erwiesen. Ihr Öl kann entweder unverändert in umgerüsteten Dieselmotoren verwendet werden oder als Methylester in gewöhnlichen Dieselmotoren. Es wurden mit diesen Kraftstoffen Versuche durchgeführt, die gezeigt haben, daß sie kommerziell eingesetzt werden können. Die Kommission bereitet einen Vorschlag für die Verwendung von Pflanzenöl und Pflanzenölester in Dieselmotoren vor.

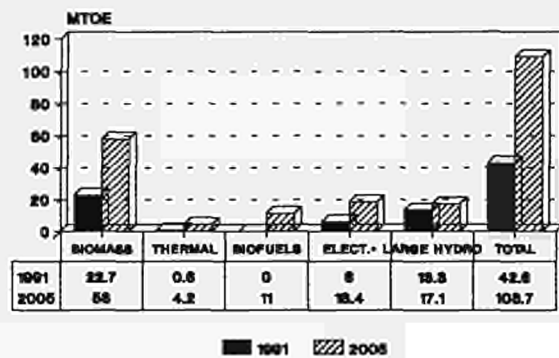
Es ist wichtig, daß für diese Erzeugnisse, die innerhalb und außerhalb der Gemeinschaft vertrieben werden sollen, feste und anerkannte technische Spezifikationen gelten. Die Kommission wird zu diesem Zweck einen Richtlinienentwurf über die technischen Spezifikationen von Biokraftstoffen für Dieselmotoren unterbreiten. Gleichzeitig wird sie die Normenorganisationen mit der Erstellung europäischer Normen für diese Kraftstoffe beauftragen.

¹⁰ KOM (92) 36 endg. vom 28.2.1992 (ABl. Nr. C 73 vom 24.3.1992)

¹¹ ABl. Nr. L 334 vom 12.12.1985, Seiten 20-22

Energieerzeugung aus Neuen und Erneuerbaren Energiequellen - Ziele

ENERGY PRODUCTION FROM NEW AND RENEWABLE ENERGY SOURCES-OBJECTIVES



-EXCL. LARGE HYDRO

ERDWÄRME

Vier im Auftrag der Kommission in Spanien, Griechenland, Italien und Portugal durchgeführte Studien haben im Rahmen der Mineralölforschung zu geothermischen Daten geführt. Die Kommission wird diese Studien auf weitere Länder der Gemeinschaft ausdehnen und eine rechtliche Prüfung der möglichen Verbreitung dieser Daten vornehmen. Diese Bemühungen, die Kenntnisse über die Existenz von geothermischen Reserven und die Bedingungen für den Zugang zu verbessern, dürften spürbar zu einem vermehrten Einsatz beitragen.

2

FINANZIELLE UND WIRTSCHAFTLICHE MASSNAHMEN

STEUERLICHE MASSNAHMEN

Wie bereits an anderer Stelle in diesem Dokument angesprochen, hat die Kommission dem Rat eine Mitteilung sowie umsetzbare Vorschläge¹² über eine Gemeinschaftsstrategie für weniger CO₂-Emissionen und mehr Energieeffizienz¹³ vorgelegt. Die vorgeschlagenen steuerlichen Maßnahmen umfassen sowohl die Stärkung bestimmter bestehender Besteuerungsverfahren (Einbeziehung der externen Kosten, insbesondere der Aufwendungen für die Umwelt) als auch die vieldiskutierte Einführung einer Steuer auf herkömmliche Energien zur Verringerung der CO₂-Emissionen und zur Drosselung des Energieverbrauchs.

¹² KOM (92) 226 endg. vom 30.6.1992 (ABl. Nr. C 196 vom 3.8.1992) KOM (92) 182 endg. vom 26.6.1992 (ABl. Nr. C 179 vom 16.7.1992).

¹³ SEK (31) 1744 endg. vom 14.10.1991.

Mit dieser "Ökosteuern", die auf erneuerbare Energieträger (ausgenommen große Wasserkraftwerke) nicht erhoben würde, könnte man - falls sie eingeführt wird - eventuell fortbestehende Unterschiede zwischen den Kosten für die Erzeugung konventioneller und erneuerbarer Energien verringern und damit die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energieträger verbessern.

Zur steuerlichen Entlastung der Biokraftstoffe hat die Kommission soeben eine Richtlinie¹⁴ vorgelegt. In der Richtlinie wird vorgeschrieben, daß die Verbrauchssteuern für Biokraftstoff (Ethanol, Methanol, Pflanzenöl, Pflanzenölester) höchstens 10% der Verbrauchssteuern für fossile Kraftstoffe betragen, die sie ersetzen.

FÖRDERUNG DER INVESTITIONSFINANZIERUNG DURCH DRITTE

Im Rahmen des Programms SAVE hat die Kommission für Projekte zur effizienteren Energienutzung Maßnahmen zur Förderung der Drittfinanzierung vorgeschlagen.

Mit dem Programm ALTENER schlägt die Kommission die Ausweitung dieser Maßnahmen vor, um die Drittfinanzierung von Projekten zur Energieerzeugung mit Hilfe erneuerbarer Energieträger zu begünstigen: Schaffung eines europäischen Netzes von Einrichtungen, die an der Förderung der Drittfinanzierung und an Demonstrationsvorführungen der Nutzung erneuerbarer Energieträger interessiert sind, sowie Beseitigung von Hindernissen für das finanzielle Engagement Dritter im öffentlichen Sektor.

INTEGRIERTE PLANUNG DER MITTEL

Im Rahmen des Programms SAVE betonte die Kommission die Bedeutung der kostengünstigsten Planung (least-cost planning) bei der Entscheidung über Investitionen im Energiebereich und bei der Auswahl von Projekten für Energieangebot und -nachfrage. Die Kommission fördert die Entwicklung dieser Planungstechnik durch eine Reihe von Pilotvorhaben.

Um die Wahlmöglichkeiten zu erweitern und allen Energieressourcen, die auf dem Markt angeboten werden, dieselbe Aufmerksamkeit zu widmen, müssen die erneuerbaren Energien bei dieser Art der Planung ebenfalls berücksichtigt werden.

DECKUNG FINANZIELLER RISIKEN - GEOLOGISCHE UNSICHERHEITSAKTOREN

Obwohl die Unkosten für die Nutzung erneuerbarer Energieträger im allgemeinen niedrig sind, sind die

Investitionen meistens sehr hoch, um sie verfügbar zu machen und zu nutzen. Die finanziellen Risiken für den Investor sind daher sehr groß. Diese Risiken erhöhen sich zudem noch, wenn die entsprechenden Energien gewisse Unsicherheiten aufweisen. Bei der Erdwärme sind die bergbaulichen Risiken aufgrund geologischer Unsicherheitsfaktoren (Risiko, auf unergiebigem Vorkommen zu treffen) beträchtlich.

Zur Deckung dieser Risiken werden daher von den Betroffenen manchmal Garantiefonds eingerichtet, die von der öffentlichen Hand finanziert werden. Mit diesen Fonds können ebenfalls Bankkautionen für Investitionskredite gestellt werden.

In besonderen Ausnahmefällen kann die Gemeinschaft bei besonders großen Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energieträger die Bildung von Garantiefonds finanziell unterstützen, die der Deckung besonders hoher finanzieller Risiken dienen.

LOKALE ENTWICKLUNGSPLÄNE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

Bei den erneuerbaren Energieträgern handelt es sich um lokale Energiequellen, die nur dezentral erschlossen und nutzbar gemacht werden können.

Die Regionen, Provinzen und Gemeinden werden nach den bei der Strukturfondsverwaltung üblichen Verfahren angehalten, Pläne für die Förderung erneuerbarer Energieträger aufzustellen. Die Kommission kann ggf. die Erstellung von Planungsstudien und von Entwicklungsprogrammen für die Förderung erneuerbarer Energieträger finanziell unterstützen.

PREFEASIBILITY- UND FEASIBILITY-STUDIEN

Bei der Errichtung eines neuen Gebäudes, z.B. Wohnhaus, Schule, Krankenhaus, Schwimmbad usw., wird die Möglichkeit, erneuerbare Energieträger zu nutzen, meist nicht ins Auge gefaßt. Um die Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen voll auszuschöpfen, sollten die Mitgliedstaaten dafür sorgen, daß bei jedem neuen Bau der mögliche Einsatz erneuerbarer Energieträger für die Beleuchtung und Heizung der Gebäude sowie für die Erzeugung von Brauchwasser genauso geprüft wird wie die Nutzung konventioneller Energiequellen. Zu diesem Zweck sollten Prefeasibility-Studien durchgeführt werden, die es dem Bauherrn erlauben, die technische Durchführbarkeit und die Wirtschaftlichkeit der Nutzung des einen oder anderen erneuerbaren Energieträgers zu beurteilen. Im Anschluß an diese Studie wird die Möglichkeit der Nutzung erneuerbarer Energieträger je nach dem Ergebnis entweder aufgegeben oder anhand einer Feasibility-Studie oder eines Projekts weiter verfolgt. Ähnliche Maßnahmen können für Produktions-, Umwandlungs- oder

¹⁴ KOM (92) 36 endg. vom 28.2.1992 (ABl. Nr. C 73 vom 24.3.1992).

Nutzungsanlagen von erneuerbaren Energieträgern durchgeführt werden.

AUSBAU DES MARKTES FÜR BIOKRAFTSTOFFE UND BIOMASSE

Die Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik wird zur allmählichen Aufgabe eines Teils der Anbauflächen führen. Dies wird bedeutende Auswirkungen auf die Beschäftigungslage in diesem Sektor haben. In der Vergangenheit wurde der Rückgang an Arbeitskräften in der Landwirtschaft durch eine ausgeprägte Umstellung auf Maschinen ausgeglichen, die in hohem Maße von Erdölprodukten, der Hauptenergiequelle in diesem Bereich, abhängt (fast zwei Drittel des Energieverbrauchs wird durch Öl gedeckt, d.h. 11 Millionen Tonnen im Jahre 1990).

Die Landwirtschaft der Gemeinschaft kann sich auf ihre eigene Ölabhängigkeit einstellen, sie kann aber auch zur Lieferung von Energieträgern beitragen, die Öl ersetzen. Die verschiedenen Zweige, die aufgebaut werden können, ermöglichen eine Nutzung des natürlichen Raums, die mit den Anforderungen des Umweltschutzes vereinbar ist. Schätzungen zufolge könnte auf freigesetzten oder nicht zum Anbau von Nahrungsmitteln erforderlichen Flächen je nach Art des Energiepflanzenanbaus theoretisch 15 bis 30 Millionen t RÖE/Jahr erzeugt werden.

Die Landwirtschaft kann in Zukunft eine breite Palette an Energiegewinnungsverfahren hervorbringen. Die Biomasse, die bereits eingesetzt wird und 14% des Weltenergiebedarfs deckt, könnte noch stärker genutzt werden und einen noch bedeutenderen Anteil in der Energieverbrauchsbilanz der Gemeinschaft stellen. Eine Verdoppelung, ja sogar Verdreifachung des Einsatzes von Biomasse bis zum Jahre 2005 scheint möglich.

Von den zahlreichen Aktionen, die sie unterstützen könnte, hat die Kommission drei ausgewählt, denen sie ihre besondere Aufmerksamkeit schenken wird: Entwicklung von Biodiesel, Niederwaldbetrieb mit Kurzumtrieb und Biogasanlagen, drei für die Europäische Gemeinschaft und die Reform der Gemeinsamen Agrarpolitik besonders vielversprechende Bereiche.

ERZEUGUNG VON PFLANZENÖLESTER (BIODIESEL)

Die Technik der Verwendung von Pflanzenölderivaten (Methyl- und Ethylester) als Kraftstoff hat sich bereits durchgesetzt. Diese Erzeugnisse werden als Ersatz für Dieselmotorkraftstoff oder vermischt mit Dieselmotorkraftstoff in Kraftfahrzeugen mit Dieselmotor ohne Umrüstung des Motors verwendet. In mehreren kleinen Pilotanlagen wird derzeit Rapsölester hergestellt. Größere Anlagen befinden sich im Bau: 20.000 t/Jahr in Compiègne in

Frankreich, 8.000 t/Jahr in Kiel in Deutschland, 20.000 t/Jahr in Livorno in Italien.

Die Ölsamenproduktion der Europäischen Gemeinschaft reicht für die Versorgung der Biokraftstoffindustrie aus. Die Versorgung läßt sich mit der Reform der GAP noch verbessern, da dann Brachland zu anderen Zwecken als zur Nahrungsmittelerzeugung genutzt werden kann.

Biodiesel, das aus Pflanzenölen der europäischen Landwirtschaft erzeugt wird, kann zu mit Dieselmotorkraftstoff vergleichbaren Preisen auf den Markt gebracht werden, falls auf diesen Kraftstoff nur minimale oder gar keine Steuern erhoben werden. Dies gilt solange, wie die Weltmarktpreise für Öl bei 20 USD pro Barrel und bei 0,4 USD für das Kilo Rapsöl liegen.

Wirtschaftlich gesehen hat die Erzeugung von Biokraftstoffen zahlreiche Vorteile:

- Entwicklung eines neuen Energiegewinnungsverfahrens mit wirtschaftlichen Auswirkungen auf die Landwirtschaft und die verarbeitende Industrie;
- Erhalt von Arbeitsplätzen in ländlichen Gebieten und Schaffung neuer Arbeitsplätze in der verarbeitenden Industrie: rund 6.500 neue Arbeitsplätze für eine Produktion von 500.000 t Ester pro Jahr;
- Erzielung eines steuerlichen Mehrwerts aufgrund dieser neuen Wirtschaftsbranche;
- Verringerung der Abhängigkeit bei der Energieversorgung.

Bei der Verbrennung von schwefelfreiem Biodiesel wird keinerlei Schwefelgas an die Umwelt abgegeben. Die Menge der abgegebenen Schadstoffe liegt oft erheblich unter der für Dieselmotorkraftstoff charakteristischen. Das gilt besonders für aromatische Kohlenwasserstoffe, Partikel, Stickstoffmonoxid und Kohlendioxid. Lediglich der Anteil des Stickstoffmonoxid ist geringfügig höher, wenn Biodiesel für einen Motor verwendet wird, der für die Verbrennung von herkömmlichem Diesel eingestellt ist. Eine besondere Einstellung der Einspritzung kann jedoch hier Abhilfe schaffen.

Die Energiebilanz für Methyl-ester aus Rapsöl ist weitgehend positiv: Die Energieausbeute dieses Biokraftstoffes beträgt das Dreifache der Energie aus fossilen Brennstoffen, die für seine Gewinnung eingesetzt wird: Der CO₂-Umrechnungsfaktor (vermiedenes CO₂ zu abgegebenem CO₂) beträgt etwa 3.

Die optimale Kapazität der künftigen Produktionseinheiten für Biodiesel liegt bei 40.000-100.000 t/Jahr. Die Investitionskosten für den Teil Ölveresterung in diesen Einheiten liegen zwischen 250 und 500 ECU pro Tonne Jahresproduktion.

Die Kommission wird die Möglichkeit prüfen, in der industriellen Anlaufphase dieses Produktes Unterstützung beim Bau von etwa zehn Pilotindustrieanlagen für die Produktion von Methylester aus Pflanzenöl zu leisten und für die Ablösung fossiler Brennstoffe in Fahrzeugparks zu werben (Speditionsunternehmen, städtische Verkehrsbetriebe, Taxis, Firmenfahrzeuge usw.).

Die Beteiligung wird sich sowohl auf die Investitionen als auch Studien in deren Vorfeld (einschl. Marktstudien) erstrecken.

Als Investoren sind denkbar:

- Ölmühlen (die bereits über Anlagen zum Pressen und Raffinieren von Öl verfügen)
- landwirtschaftliche Genossenschaften
- petrochemische Unternehmen (die über Anlagen zum Mischen von Biodiesel und herkömmlichem Diesel verfügen und ihr Diesel-Verteilungsnetz verwenden könnten).

NIEDERWALDBETRIEB MIT KURZUMTRIEB

Zu den Anbauformen, die der Landwirtschaft neue Märkte erschließen, gehört die Produktion von Biomasse, die durch Niederwaldbetrieb mit Kurzumtrieb oder die neuen C4-Pflanzen in vielen Ländern möglich ist. Es handelt sich hier um die Produktion von Rohstoffen aus Holzzellulose, die sowohl für die Energieerzeugung als auch in der Industrie nutzbar sind. Die zahlreichen Untersuchungen, die weltweit zu den Entwicklungsmöglichkeiten bei den erneuerbaren Energieträgern angestellt wurden, kommen im allgemeinen hier zum gleichen Schluß: Der Niederwaldbetrieb mit Kurzumtrieb sollte in Kombination mit fortgeschrittenen Vergasungstechniken unter den verschiedenen Möglichkeiten besonders gefördert werden, da dieses Verfahren einen wesentlichen Beitrag zur Lösung des Problems der Versorgung mit preisgünstiger, umweltschonender und langfristig tragbarer Energie leisten kann.

Projekte in der Größenordnung von einigen hundert bis zehntausend Hektar für Anwendungen in der Industrie oder zur Energieerzeugung laufen derzeit an. Meistens handelt es sich um Anpflanzungen für die industrielle Nutzung, d.h. um Holzsorten, die zur Verarbeitung in Mühlenbetrieben bestimmt sind, z.B. für die Herstellung von Papiermasse oder Holzfasern; etwa ein Drittel des in diesen Einheiten produzierten Holzes (Kronen und Geäst) sind Abfall, der für die Kompostherstellung oder die Energieerzeugung eingesetzt werden kann. Das Holz wird in Industrieanlagen verwendet, die sowohl Wärme für Industriebetriebe als auch Strom erzeugen, oder wird in Heizwerken verbrannt, die Wohnungen und Gebäude versorgen.

Andere Anpflanzungen mit besonders ausgeprägtem Kurzumtrieb (2 Jahre bei Pappeln), die ausschließlich der Energieerzeugung dienen, werden auch bereits angelegt. Die besonders vielversprechende Elektrizitätserzeugung durch Holzvergasung (Antrieb einer Gasturbine oder sogar Anlagen mit Kombi-Zyklus) wird jedoch in der Gemeinschaft noch nicht angewendet. In Schweden und in den USA sind jedoch Anlagen dieses Typs bereits projektiert oder in Betrieb. Die Einführung dieser Technik in der Gemeinschaft kann durch eine Unterstützung der Kommission im Rahmen des THERMIE-Programms erleichtert werden, zumal es sich um neue Technologien handelt, die für den Investor mit Risiken verbunden sind. Im Rahmen des ALTENER-Programms könnte die Kommission unter Berücksichtigung des zur Zeit im Rahmen der GAP-Reform erörterten Aufforstungsprogramms zunächst Projekte für Niederwaldbetrieb mit Kurzumtrieb und für die Verwendung der neuen C4-Arten dadurch fördern, daß sie für die Studien, die für eine agroindustrielle Verwirklichung erforderlich sind, eine finanzielle Unterstützung bereitstellt: Suche nach geeigneten Standorten und Holzarten, Anlage der Anpflanzung und Organisation der Holzerte, der Verladung, des Transports und ggf. der Lagerung des Holzes, optimale Nutzung der Energieerzeugung in leistungsfähigen und umweltschonenden Anlagen sowie Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Projekte insgesamt. Diese detaillierten Feasibility-Studien müssen zielgruppenspezifisch durchgeführt werden: z.B. im Hinblick auf wirtschaftliche Interessengruppen, in denen Landwirtschaft und Industrie vertreten sind. Die Maßnahmen der Kommission zielen aber auch darauf ab, die Schaffung solcher Strukturen zu fördern.

BIOGAS

In einigen Mitgliedstaaten stellen die Abfälle aus der Tierhaltung ein großes Umweltproblem dar, vor allem aufgrund der hohen Abfallmengen und der Schwierigkeit ihrer Behandlung. Die Produktion von Biogas in Großfermentern ist, verbunden mit der Strom- und/oder Wärmeerzeugung (Kraft-Wärmekopplung), von großem Interesse für die Umwelt, die Wirtschaft und die Energieversorgung.

Die Kommission führt zur Zeit Marktstudien sowie technologische Untersuchungen durch, um herauszufinden, welche Gebiete sich für die Errichtung von Großfermentern für die zentrale Behandlung von Abfällen aus der Tierhaltung am besten eignen. Wichtige Parameter für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Projekte sind der Umfang der Abfälle, die Lagerkapazitäten der Bauernhöfe sowie die Entfernung zwischen den Tielhaltungsstätten und dem Fermenter. Daneben müssen weitere Parameter berücksichtigt werden, wie die Nitratbelastung pro Hektar landwirtschaftlicher Fläche oder der

Nitratgehalt der Oberflächengewässer und des Grundwassers. Die Gemeinschaft wird Pilotaktionen unterstützen für die Errichtung von Anlagen zur Behandlung von Abfällen aus der Tierhaltung bei gleichzeitiger Strom- und/oder Wärmeerzeugung in optimalem Maßstab.

3

AKTIONEN IM BEREICH AUSBILDUNG, INFORMATION UND VERANSTALTUNGEN

Die Gemeinschaft wird im Bereich der erneuerbaren Energieträger auch Aktionen im Bereich Ausbildung, Information und Veranstaltungen unterstützen. Diese sind in der Gemeinschaft bisher noch nicht ausreichend vorhanden und im Niveau sehr uneinheitlich. Sie wird die Mitgliedstaaten und die Regionen auffordern, ihre Infrastruktur für die Organisation der Ausbildung im Bereich der erneuerbaren Energieträger zu schaffen oder auszubauen.

Besonderes Gewicht werden Ausbildung und Information der Architekten im Hinblick auf die Nutzung der Solarenergie erhalten. Eine wirksame Nutzung der passiven Solartechniken kann sich merklich auf den Energieverbrauch von Gebäuden auswirken, wobei nur geringe oder gar keine zusätzlichen Investitionskosten anfallen (z.B. geschickte Ausrichtung des Gebäudes, Nutzung des Wärmeleitwiderstandes, überlegte Platzierung von Glasflächen usw.). Bisher konnten nur wenige Architekten an Spezialkursen über die Anwendung passiver Solartechniken teilnehmen.

In einigen Mitgliedstaaten wurden Ausbildungs- und Informationszentren eingerichtet, in denen verschiedene Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen unter einem Dach ausgestellt werden. Diese "Schaufenster" für erneuerbare Energieträger sind nicht nur für die Aufklärung der breiten Öffentlichkeit und Besuche von Schulklassen (die ja schließlich die nächste Generation von Investoren darstellen) gedacht, sondern dienen auch der Weiterbildung von Fachleuten, die sich mit möglichst geringem Zeit- und Wegeaufwand einen Überblick über die vielen verschiedenen Techniken auf diesem Gebiet verschaffen wollen. Die Einrichtung und der Ausbau derartiger Zentren soll in der Gemeinschaft gefördert werden. Mit modernster Technologie ausgestattete Produktionsanlagen könnten im Rahmen des THERMIE-Programms gefördert werden. Die genannten Zentren könnten auch als ständige Ausstellung für die verschiedenen technologischen Programme der Gemeinschaft dienen.

Die Kommission wird sich mit ihrer Aktion zur Förderung der Information und des Erfahrungsaustauschs insbesondere an lokale Körperschaften richten.

Zu diesem Zwecke wird sich die Kommission auf das bestehende Netz der Regierungsstellen stützen, die national oder regional für die Förderung der erneuerbaren Energieträger zuständig sind, um

- gesetzgeberische und steuerliche Entscheidungen sowie andere Fördermaßnahmen der Mitgliedstaaten regelmäßig zu prüfen,
- verschiedene Initiativen (z.B. Veranstaltung von Konferenzen und Herausgabe von Informationsschriften) anzuregen,
- die statistischen Angaben über Ressourcen und den Verbrauch an erneuerbaren Energien zu aktualisieren,
- die Ergebnisse der von Kommission und Mitgliedstaaten in Auftrag gegebenen Studien zu analysieren und
- neue Datenbanken über die erneuerbaren Energieträger einzurichten.

4

ZUSAMMENARBEIT MIT DRITTLÄNDERN

Eine verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energieträger in der ganzen Welt würde die Versorgungssicherheit verbessern und einen wesentlichen Beitrag zum Umweltschutz darstellen. Darum wird die Gemeinschaft den Austausch von Erfahrungen fördern und ihre Zusammenarbeit mit folgenden Partnern fortsetzen:

- den Entwicklungsländern, um die erneuerbaren Energieträger einzusetzen und eine umsichtige Nutzung des Waldes zu erreichen;
- den Ländern der ehemaligen Sowjetunion und Mittel- und Osteuropas, mit denen eine Zusammenarbeit im Rahmen der Programme zur technischen Unterstützung sowie des PHARE-Programms bereits besteht und mit denen ein besonderes Protokoll über die erneuerbaren Energieträger im Rahmen der europäischen Energiecharta ausgearbeitet wird.

Diese Länder, die vielfach über beträchtliche Ressourcen an erneuerbaren Energieträgern verfügen, werden an den Maßnahmen des ALTENER-Programms beteiligt.

Die europäische Industrie exportiert bereits zahlreiche Anlagen verschiedener technischer Bereiche (Windgeneratoren, Wasserkraftwerke, photovoltaische Module, Sonnenkollektoren) in die ganze Welt. Die Kommission wird den Handel mit Drittländern fördern und den Technologietransfer unterstützen. Die Erarbeitung technischer Normen für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger wird in Zusammenarbeit mit den Ländern des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR) erfolgen, um die Entstehung neuer Handelshemmnisse weitestgehend auszuschalten.

DURCHFÜHRUNG DES ALTENER-PROGRAMMS

Das Programm wird von der Kommission auf der folgenden Basis koordiniert:

- Die Kommission ist für die Programmdurchführung zuständig und wird dabei von einem Beratenden Ausschuss aus Vertretern der Mitgliedstaaten unter dem Vorsitz eines Vertreters der Kommission unterstützt.
- In Absprache mit dem Beratenden Ausschuss beschließt die Kommission jedes Jahr Leitlinien für alle unterstützenden Maßnahmen (außer für Studien und technische Bewertungen) und über die Zuweisung von Haushaltsmitteln.
- Die Mitgliedstaaten legen über ihre zuständigen nationalen Stellen jedes Jahr einen Bericht über ihre Tätigkeiten zur Ausweitung oder Schaffung von Infrastruktur im Zusammenhang mit erneuerbaren Energieträgern vor. Zusammen mit diesen Berichten werden Anträge auf finanzielle Unterstützung durch die Gemeinschaft vorgelegt.
- Während des dritten Jahres der Programmlaufzeit legt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht über die erzielten Ergebnisse und erforderlichenfalls Vorschläge für Änderungen am Programm vor.

Wenn das Programm abgelaufen ist, wird es von der Kommission bewertet. Sie bewertet auch die Durchführung des Ratsbeschlusses über das Programm ALTENER und die Kohärenz der nationalen und gemeinschaftlichen Maßnahmen. Die Kommission wird dem Europäischen Parlament und dem Rat hierüber einen Bericht vorlegen.

HAUSHALTSMITTEL FÜR DAS ALTENER-PROGRAMM

Das Programm ALTENER wird mit Mitteln in Höhe von insgesamt 40 Mio. ECU für einen Zeitraum von fünf Jahren ausgestattet werden. Diese Angabe ist

allerdings nur ein Richtwert; die tatsächliche Mittelausstattung wird vom jährlichen Haushaltsverfahren und den Finanzperspektiven der Gemeinschaft für den Zeitraum 1993-1997 abhängen. Nicht eingeschlossen sind industrielle Pilotvorhaben im Bereich der Biokraftstoffe.

Die Verteilung der Mittel auf die vorgeschlagenen Maßnahmen sieht in groben Zügen folgendermaßen aus: Studien, technische Bewertungen und Normungsaufträge 9%; verschiedene Maßnahmen zur finanziellen Unterstützung 55%; Ausbildung, Information und Veranstaltungen 36%.

DIE ZIELE DES ALTENER-PROGRAMMS: SAUBERERE ENERGIE UND UMWELTSCHUTZ

Die Gemeinschaft hat sich in drei Fällen in EntschlieBungen des Rates energiepolitische Ziele für 1985, 1990 und 1995 gesteckt. In diesen Texten wurden die Ziele für die erneuerbaren Energieträger nie quantitativ angegeben. Unbeschadet einer künftigen Neuorientierung der energiepolitischen Strategie der Gemeinschaft machen die Empfehlung der Konferenz von Toronto über die Reduzierung des CO₂-Anteils bis 2005 und die Entscheidung des Rates über die Stabilisierung der Kohlendioxidemissionen im Jahre 2000 auf dem Niveau von 1990 erstmals in der Gemeinschaft eine quantitative Festlegung der Ziele für den Bereich der erneuerbaren Energien erforderlich.

Angesichts dieser von der Gemeinschaft eingegangenen Verpflichtungen erscheint es zweckmäßig, das Jahr 2005 ins Auge zu fassen. Bis zu diesem Zeitpunkt müBte es möglich sein, die zeitlichen Mindestanforderungen für die Ausarbeitung einer ehrgeizigen Politik mit einer nicht in allzu ferner Zukunft liegenden Überprüfung der erzielten Fortschritte in Einklang zu bringen. ■

Die Kohlendioxidemissionen im Jahr 2005 lassen sich auf folgende Weise um 180 Mio. Tonnen reduzieren:

A. Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Deckung des Gesamtenergiebedarfs von rund 4% im Jahre 1991 auf 8% im Jahre 2005.

Hierzu müßte die Erzeugung erneuerbarer Energien von etwa 43 Mio. t RÖE im Jahre 1991 auf rund 109 Mio. t RÖE im Jahre 2005 gesteigert werden.

B. Verdreifachung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (ohne große Wasserkraftwerke).

Hierzu müßten Kapazität und Produktion aller Kraftwerke (Wasserkraftwerke über 10 MW ausgenommen), die mit erneuerbaren Energieträgern arbeiten, von 8 GW und 25 TWh im Jahre 1991 auf 27 GW und 80 TWh im Jahre 2005 erhöht werden.

C. Ausbau des Marktanteils der Biokraftstoffe am Gesamtverbrauch der Kraftfahrzeuge auf 5%

Hierzu müßten im Jahre 2005 (nach derzeitigen Technologie- und anderen Bedingungen) auf einer Agrarfläche von 7 Mio. ha 11 Mio. t RÖE Biokraftstoff erzeugt werden.

ENERGIEPROFILE IN DER GEMEINSCHAFT: LUXEMBURG

WIR SETZEN UNSERE REIHE DER ENERGIEPROFILE DER MITGLIEDSTAATEN MIT LUXEMBURG FORT. DIESE UNTERSUCHUNG WURDE VON DER INTERNATIONALEN ENERGIEAGENTUR DURCHGEFÜHRT, DER WIR FÜR DIE ERLAUBNIS ZUR VERÖFFENTLICHUNG DANKEN. AN DIE UNTERSUCHUNG SCHLIESST SICH NOCH EINE ZUSAMMENFASSUNG DER STUDIE ZUM ENERGIEMODELL FÜR LUXEMBURG AN, DAS IN ZUSAMMENARBEIT MIT DER GD XVII ENTWICKELT WURDE.

Luxemburg ist als kleinstes Land in der IEA in starkem Maße von Energieeinfuhren abhängig; nur 1,1% der Gesamtenergiezufuhr wird aus heimischen Quellen gedeckt (im wesentlichen Wasserkraft). Die Energiebilanz Luxemburgs ist ferner durch hohe Verbrauchswerte in der Industrie¹ gekennzeichnet, woran die Bedeutung energieintensiver Industriezweige (vor allem Eisen- und Stahl- sowie Reifenindustrie) in der Wirtschaft des Landes abzulesen ist. Außerdem liegt der Verbrauch im Verkehrssektor hoch, weil die Kraftstoffpreise niedriger sind als in den Nachbarländern.

Seit 1973 hat der Gesamtbrennstoffverbrauch um 1% jährlich abgenommen, im wesentlichen deshalb weil die Nachfrage der Industrie um 3,4% pro Jahr zurückgegangen ist. Dies wiederum liegt im Niedergang der Rohstahlerzeugung begründet - Rückgang von 6,4 Mio. Tonnen im Jahr 1974 (dem letzten Jahr vor Beginn der Stahlkrise) auf 3,6 Mio. Tonnen im Jahr 1990 - sowie in der Einführung neuer, weniger energieintensiver Produktionsprozesse. Im Gegensatz dazu ist der Energiebedarf im Verkehrssektor im selben Zeitraum stark gestiegen (um jährlich 7,7%), was den aufgrund der niedrigen Preise in Luxemburg stetig wachsenden Verbrauch von Benzin- und Dieselkraftstoff durch Gebietsfremde widerspiegelt. Im Durchschnitt ist die

Gesamtenergienettoeinfuhr im Zeitraum 1973 bis 1990 um 1,4% pro Jahr zurückgegangen, während die Nettoeinfuhr von Kohle, vor allem für die Eisen- und Stahlindustrie, um 4,6% zurückging. Die Nettoöleinfuhr ging in diesem Zeitraum um 0,1% jährlich zurück, die Nettoeinfuhr von Erdgas und Strom nahm hingegen stark zu. Der Trend hat sich jedoch verändert: Die Nettogesamteinfuhr ist 1989 um 7,7% und 1990 um 5,3% gestiegen. Die Ölnettoeinfuhr wuchs in den entsprechenden Jahren um 11,2 und 10,7%. 1990 verlangsamte sich die Wirtschaftsentwicklung beträchtlich, im wesentlichen aufgrund des Lagerhaltungszyklus. Das reale Wachstum des BIP ging um mehr als die Hälfte auf wenig mehr als 2,5% zurück und die Industrieproduktion nahm ab, weil der Stahlsektor aufgrund sinkender Nachfrage auf dem Weltmarkt und stärkerem ausländischen Wettbewerb zu einem der schwächsten Bereiche der Wirtschaft wurde. Die Inflation der Verbraucherpreise zog an, was die gestiegenen Ölpreise auf dem Weltmarkt widerspiegelte.

Luxemburg verfolgt weiterhin seine auch in der Vergangenheit angestrebten energiepolitischen Ziele: Verstärkung der Anstrengungen zur weiteren Verbesserung der Energieeffizienz in allen Verbrauchssektoren, Weiterverfolgung der Diversifizierung der Energieversorgung und Ausbau der

Versorgungs- und Verteilungsinfrastruktur. Die luxemburgischen Behörden verfolgen eine Energiepolitik, die sich auf drei wesentliche Faktoren stützt: die Vollendung des Binnenmarktes für Energie auf EG-Ebene, die Lage auf dem Welt-Energiemarkt mit den möglichen Risiken, wie sie für eine sichere Versorgung aus dem Mittleren Osten bestehen, und wachsende Sorge um die Umwelt.

ENERGIEVERSORGUNG UND ENERGIEVERBRAUCH

Der Gesamtzufuhr an Primärenergie ist im Jahre 1989 um 1,5% und im Jahre 1990 um 4,4% gestiegen. 1990 machte Erdöl mit 46% noch den größten Anteil aus; der Anteil der Kohle betrug 31,7% und der von Erdgas 12,0%. Die Nettoelektrizitätseinfuhr belief sich auf 9,5%. Nach einer Zeit zurückgehender Nachfrage (1973 bis 1983) nimmt die Gesamtnachfrage nach Brennstoff wieder zu. 1989 betrug die Wachstumsrate 7,3%, 1990 lag sie bei 4%. Die Nachfrage nach Öl ist 1990 um 10,1% gestiegen, was besonders auf die wachsenden Sektoren Industrie und Verkehr zurückzuführen ist. Die Nachfrage nach Kohle ging infolge eines geringeren Verbrauchs in der Industrie um 5% zurück; dennoch gehen 90% des Kohlebedarfs auf das Konto der Eisen- und Stahlindustrie. Die Nachfrage nach Erdgas stieg um 7,7%; die gestiegene Nachfrage der Industrie machte den wegen des warmen Winters geringeren Energiebedarf für das Heizen mehr als wett. Die Energieintensität hat sich, wie das Verhältnis von Gesamtenergieverbrauch zu BIP zeigt, wesentlich verbessert, nämlich von 1,43 im Jahre 1973 auf 0,77 im Jahre 1989 und 0,79 im Jahre 1990; der Gesamtenergieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung ist von 8,59 im Jahre 1989 auf 8,85 im Jahre 1990 gestiegen, lag aber im Vergleich zur Rate von 1973 (11,4) immer noch niedrig.

KOHLE

Luxemburg verfügt über keine einheimische Kohleförderung. Der größte Teil seiner Kohleeinfuhr besteht aus Koks für die Eisen- und Stahlindustrie. Der Kohlebedarf wird durch bis 1999 laufende Verträge mit deutschen Lieferanten abgedeckt. Den Prognosen

zufolge ist ein Rückgang der Kohlenachfrage, bedingt durch Entwicklungen in der Eisen- und Stahlindustrie wie technische Verbesserungen, Veränderungen in der Produktpalette und Ersetzung eines weiteren Hochofens durch einen elektrischen Lichtbogenofen, zu erwarten.

ERDÖLPRODUKTE

Da Luxemburg weder über Ölvorkommen noch über Raffinerien verfügt, führt es fast sämtliche Ölprodukte aus Belgien ein. Vierzehn Importunternehmen sind in der Nähe des Eisenbahnnetzes niedergelassen, über das der größte Teil der Produkte befördert wird.

Die Zunahme der Ölnachfrage in den letzten Jahren wurde im wesentlichen durch den Verkehrssektor verursacht (Luft- und Straßenverkehr). Der Kraftstoffverbrauch hat sich innerhalb von zehn Jahren verdoppelt. Die ständig steigende Zahl von Flügen am Luxemburger Flughafen und die somit steigenden Nachfrage nach Flugturbinen-Kraftstoff kommt noch zum Kraftstoffverbrauch des Bodenverkehrs hinzu. Da die Benzinpreise in Luxemburg beträchtlich niedriger sind als in den Nachbarländern, gehen etwa 50% des Benzinverbrauchs zu Lasten von Arbeitnehmern und Touristen aus diesen Ländern, die regelmäßig in Luxemburg volltanken.

Trotz des Wachstums im Bausektor ging die Ölnachfrage im Bereich der Privathaushalte und im Dienstleistungssektor² in den letzten Jahren weiter zurück, was auf die milde Witterung und die verstärkte Nutzung von Erdgas zurückzuführen ist.

Den Prognosen zufolge wird in allen Sektoren mit einem Rückgang des globalen Endverbrauchs an Ölprodukten gerechnet, was eine Umkehrung der Tendenz der letzten Jahre bedeuten würde, insbesondere im Verkehrssektor.

ERDGAS

SOTEG, eine gemischtwirtschaftliche Gesellschaft (Staat und Eisen- und Stahlindustrie), führt Erdgas aus Belgien (85% des Landesbedarfs) und Frankreich ein. Die Hauptstadt und der südliche Teil des Landes, wo die Eisen- und Stahlindustrie angesiedelt ist, werden durch ein Hochdruck-Netz versorgt. 1990 beschloß die Regierung, die Gasversorgung und die Verteilernetze auszubauen. Bis 1995 sollen drei neue Gasleitungen fertiggestellt werden: eine zweite Gasleitung aus Belgien (100 km in Belgien und 76 km in Luxemburg), um den nördlichen Teil des Landes zu versorgen,

¹ Einschließlich nicht-energetischer Nutzung

² Einschließlich öffentlicher Bereich und Landwirtschaft.

sowie eine Erweiterung nach Westen und eine weitere Erweiterung nach Osten.

Um die künftige Nachfrage zu befriedigen, hat die Regierung 1990 einen neuen Vertrag mit Distrigaz in Belgien abgeschlossen, der den Zeitraum 1995-2010 abdeckt. Im Rahmen dieses Vertrags wird die maximale Gasliefermenge von 95.000 m³ pro Stunde auf 180.000 m³ pro Stunde angehoben. Die Regierung verhandelt auch mit deutschen Vertragspartnern über die Möglichkeit, Erdgas aus der früheren UdSSR einzuführen.

Luxgas, die im Juni 1990 gegründete vierte Versorgungsgesellschaft Luxemburgs, ist hauptsächlich für die Entwicklung neuer lokaler Netze verantwortlich. Vierzig Prozent ihrer Anteile hält der Staat. Die Regierung erwartet, daß Investitionen in Höhe von 2 Milliarden LF³ nötig sein werden, um die Pläne von SOTEG und Luxgas zur Erweiterung des Netzes bis 1995 zu verwirklichen. Es wird damit gerechnet, daß bis dahin etwa 70% der potentiellen Kunden an das Erdgasnetz angeschlossen sein werden. Da die Gaspreise im Vergleich zu den Preisen anderer Brennstoffe sehr konkurrenzfähig sind, werden fast alle neuen Gebäude in der Nähe von Gasnetzen mit Gas versorgt. Es wird erwartet, daß der Anteil von Erdgas am globalen Endverbrauch im Bereich der Privathaushalte und im Dienstleistungssektor von heute 24,2% auf 32,7% im Jahr 2005 steigen wird. Industrieunternehmen, die mehr als 150.000 m³ Gas verbrauchen, müssen duale Feuerungssysteme installieren, damit sie in Spitzenzeiten nötigenfalls auf Öl umschalten können. Der Gasverbrauch der Industrie wird voraussichtlich geringfügig zurückgehen.

STROM

SOTEL und CEGEDEL, die über getrennte Versorgungsnetze verfügen, versorgen Luxemburg mit Strom. SOTEL, ganz in Händen der Eisen- und Stahlindustrie (ARBED), führt Strom aus Belgien ein und betreibt die Versorgung der Stahlindustrie. CEGEDEL versorgt im Rahmen eines Vertrags mit SEO/RWE (ein Joint-Venture der luxemburger Société Electrique de l'OUR SA mit der deutschen Elektrizitätsgesellschaft RWE) das öffentliche Netz mit Strom. Die Nachfrage nach Strom dürfte in allen Sektoren steigen, die größte Steigerung wird in der Industrie erwartet.

1990 verlängerte die Regierung den bestehenden Versorgungsvertrag mit SEO/RWE um zehn Jahre. Nach den neuen Vertragsbedingungen kann CEGEDEL

Preisermäßigungen in Anspruch nehmen. Außerdem trifft RWE Vorkehrungen, um einen Parallelbetrieb der beiden 220 kV-Leitungen Bauler-Flébour und Trèves-Hesidorf zu ermöglichen. Dadurch wird die Stromversorgung Luxemburgs flexibler und sicherer werden.

Eine neue Vereinbarung, die zwischen dem Staat und CEGEDEL für sechs Jahre geschlossen wurde, umfaßt die Verpflichtung, die Durchschnittstarife zu senken, 30 Mio. LF in Energieeffizienz, kombinierte Wärme- und Stromerzeugung und erneuerbare Energiequellen zu investieren und die Modernisierung und den Ausbau des Stromnetzes fortzusetzen.

ERNEUERBARE ENERGIEQUELLEN

Das Potential an erneuerbaren Energiequellen in Luxemburg ist nicht sehr vielversprechend. Um die Energieversorgung zu diversifizieren, beschäftigt sich die Regierung dennoch mit der Entwicklung regenerativer Energieformen, und derzeit wird eine Studie über das Potential dieser Energiequellen durchgeführt. Die 1991 gegründete Agence de l'Energie wurde damit beauftragt, neue Technologie zur Nutzung erneuerbarer Energieformen und zur Steigerung der Energieeffizienz zu untersuchen und zu fördern. An dieser neuen Agentur sind der Staat (50%), CEGEDEL und SEO beteiligt.

Einige kleine Wasserkraftanlagen und Wärmekraftwerke mit Müllverbrennung tragen zur Stromerzeugung für das öffentliche Netz bei. Luxemburgs größtes Kraftwerk - die Pumpspeichieranlage in Vianden mit einer Gesamtkapazität von 1.100 MW - wird von RWE in Spitzenzeiten als Entlastungsanlage eingesetzt. Sie wird von SEO betrieben, deren Hauptanteilseigner der Staat und RWE mit jeweils 40% sind. Projektstudien für eine neue Wasserkraftanlage in Schengen-Apach befinden sich in der Endphase. Diese Anlage an der französischen Grenze wird eine Kapazität von etwa 4,5 MW liefern.

Im Rahmen eines Regierungsprogramms konnten Hauseigentümern, die Systeme zur Nutzung neuer und erneuerbarer Energiequellen einbauen, niedrig verzinsliche Darlehen erhalten, doch hat diese Maßnahme keinen Erfolg gezeitigt. Deshalb wurden diese Darlehen ab Oktober 1990 durch direkte Beihilfen ersetzt, die 25% der Kosten der jeweiligen Anlage abdecken (die Höchstgrenze je Anlage beträgt 60.000 LF). Die Beihilfen werden für die Installation von Anlagen gewährt, die Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft und Windenergie nutzen, sowie für neue Energietechniken wie beispielsweise

³ 1 LF = 0,029 \$ (1991).

Wärmepumpen und kombinierte Wärme- und Stromerzeugung.

KOMBINIERTE WÄRME- UND STROMERZEUGUNG

Auf der Grundlage von teilweise durch die KEG über das THERMIE-Programm finanzierten Studien wurde Ende 1989 beschlossen, ein größeres kombiniertes Kraft- und Heizwerk auf dem Kirchberg zu bauen. Zur Durchführung dieses Großvorhabens wurde durch das Energieministerium, CEGEDEL und vier private Unternehmen im Juni 1990 die Gesellschaft Luxenergie SA gegründet. Die erste Bauphase im "quartier des banques" mit neun neuen Gebäuden und einer Kapazität von 6.100 kWt und 720 kWe wird gerade abgeschlossen. In Zusammenarbeit mit einem Chemieunternehmen hat CEGEDEL eine Studie zu einem kombinierten Kraft- und Heizwerk mit 18 MW durchgeführt, über das demnächst entschieden wird.

Im Rahmen seines allgemeinen Energieinvestitionsprogramms fördert das Energieministerium Energiekonzepte auf regionaler und gemeinschaftlicher Ebene, um Energieversorgung und -nachfrage im ganzen Land zu optimieren.

ENERGIEEFFIZIENZ

uxemburgs Programm zur Steigerung der Energieeffizienz ist in erster Linie auf den Sektor der Privathaushalte ausgerichtet. 1990 startete das Energieministerium eine Informationskampagne über Radio, Fernsehen und Werbeanzeigen in der Presse sowie die Verteilung von Postern und Broschüren. Die 1988 eingerichtete staatliche Beratungsstelle für Fragen des Energiesparens ist nach wie vor aktiv. Bei den derzeitigen niedrigen Energiepreisen ist dieser Dienst allerdings nur auf wenig Echo gestoßen. Das Ministerium will versuchen, seine Nutzung durch Informationsveranstaltungen bei den Kommunen zu fördern.

Das staatliche Förderprogramm wurde bisher für 35% der Wohnungen in Luxemburg in Anspruch genommen. Die Regierung ist der Ansicht, daß bei Wohngebäuden und öffentlichen Gebäuden weitere Einsparungen erzielt werden können. Von 1980 an wurden Haus- und Wohnungseigentümern direkte Zuschüsse für die Verbesserung der Wärmedämmung angeboten. Das Programm für Wärmedämmung und Regulierung der Heizungsanlagen und Warmwasserleitungen wurde im September 1990 verändert und um 5 Jahre verlängert. Die Zuschüsse können bis zu 25% der Kosten betragen, die Höchstgrenze wurde von 7.500 LF auf 10.000 LF pro

Haushalt angehoben. In zehn Jahren wurden 20.400 Anträge gestellt, und etwa 87 Mio. LF wurden im Rahmen dieses Programms ausgegeben. Außerdem wurden von 1980 bis 1987 25.000 Anträge auf Unterstützung aus einem Doppelverglasungsprogramm gestellt.

Das 1990er Programm zur Substitution von Öl- und Gasbrennern und zur Umrüstung von Schornsteinen wurde Ende 1990 für zwei Jahre verlängert. Die Beihilfen betragen bis zu 50% der Kosten, die Höchstgrenze je Haushalt liegt bei 40.000 LF.

Seit 1978 werden an Kessel von Raumheizungen Mindestanforderungen gestellt und regelmäßige Kontrollen sind vorgeschrieben. Im Rahmen eines Gesetzes (Entwurf) über effiziente Energienutzung werden Wärmedämmungsnormen für Gebäude hinzukommen.

Ein Energiebus-Vorhaben der luxemburger Regierung für kleine und mittlere Unternehmen wurde 1989 wegen Mangel an Interesse seitens der Firmen aufgegeben. Handel und Industrie dürfen bei Energiesparvorhaben und der Nutzung erneuerbarer Energiequellen gemäß dem geänderten Gesetz vom Dezember 1988 bis Ende 1992 eine besondere Abschreibungsrate von 60% in Anspruch nehmen. Aber auch diese Möglichkeit wird von den Unternehmen kaum genutzt. Dennoch wird seit Oktober 1990 im Rahmen einer Verordnung finanzielle Unterstützung für technische Studien über die Energie-Situation von Unternehmen und mögliche Energieeinsparungen, auch diesmal hauptsächlich mit Blick auf die kleinen und mittleren Unternehmen, angeboten. Der Staat trägt ein Drittel der Kosten. Die Förderhöchstgrenze liegt bei 30.000 LF je Unternehmen; diese Summe kann jedoch für eine Folgeinvestition erneut in Anspruch genommen werden.

Fast 90% des Gesamtbedarfs an Kohle und 30% des Gesamtbedarfs an Strom werden von der Eisen- und Stahlindustrie verbraucht. ARBED hat beträchtliche Anstrengungen unternommen, um seine Produktion zu rationalisieren. Der Energieverbrauch konnte von 21,5 GJ pro Tonne Rohstahl im Jahre 1978 auf 17,2 GJ im Jahre 1990 gesenkt werden. Weitere Verbesserungen in der Größenordnung von durchschnittlich 1% pro Jahr sind geplant. Während 1977/78 20 Hochöfen benötigt wurden, um 4,5 Mio. Tonnen Stahl zu produzieren, wurde 1989 mit nur zwei Hochöfen 3,7 Mio. Tonnen erzeugt, und es ist geplant, einen davon durch einen mit Stahlschrott beschickten Lichtbogenofen zu ersetzen.

Die Eisen- und Stahlindustrie hat 16% ihres Koksverbrauchs durch schweres Heizöl ersetzt. Dies scheint dem Ziel eines Abbaus der Abhängigkeit vom

Erdöl zuwider zu laufen, aber da es jederzeit möglich ist, zu Koks zurückzukehren, wird eine langfristige Abhängigkeit vom Öl nicht als Gefahr angesehen. Außerdem kann ARBED, wenn es wirtschaftliche und andere Bedingungen zulassen, ein mittlerweile bewährtes Verfahren einsetzen: Statt Beschickung mit Koks oder Heizöl kann kurzfristig auf Einblaskohle umgestellt werden.

Die Regierung arbeitet an einem Vorhaben zur Erstellung von Diagnosen über den Wärmehaushalt öffentlicher Gebäude, um herauszufinden, wo die Energieeffizienz verbessert werden könnte, und um dann im Wege der Drittfinanzierung die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen.

30,6% des gesamten Brennstoffverbrauchs und 62,8% des gesamten Erdölverbrauchs gingen 1990 auf das Konto des Straßenverkehrs. Zur Verringerung der Emissionen von Kraftfahrzeugen wurden zahlreiche Maßnahmen ergriffen. Der Kauf eines Fahrzeugs wurde mit einer Steuer von 12% belegt und eine jährliche Straßenbenutzungssteuer auf der Grundlage der Motorgröße wurde eingeführt. Für die Unterstützung der öffentlichen Verkehrsmittel stehen Subventionen zur Verfügung.

Die Regierung arbeitet an einem Vorschlag für eine "Ökosteuer" für Kraftfahrzeuge, die auf der Grundlage der Emission von Luftschadstoffen, CO₂ und Lärm berechnet wird. Bemühungen um mehr Attraktivität der öffentlichen Verkehrsmittel schließen u.a. günstige Tarife und eine Begrenzung der Zahl der Parkplätze in Stadtzentren ein.

- in den Privathaushalten wurde die Möglichkeit der Nutzung von schwerem Heizöl bis zum 1. Januar 1989 schrittweise abgeschafft und durch den Einsatz von Destillattheizöl mit einem maximalen Schwefelgehalt von 0,2% ersetzt;
- für Verbrennungsanlagen, die mit 50 MW oder darüber eingestuft sind, wird die EG-Richtlinie vom 24. November 1988 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft angewendet. Der Schwefelgehalt von schwerem Heizöl, das in Verbrennungsanlagen mit einer Kapazität von über 3 MW eingesetzt wird, wurde ab 1. Januar 1988 auf 1% begrenzt und in Verbrennungsanlagen mit weniger als 3 MW darf nur Destillattheizöl mit einem Schwefelgehalt von maximal 0,2% verbrannt werden;
- ARBED verwendet Koks-kohle mit einem maximalen Schwefelgehalt von 1%;
- seit 1986 wird bleifreies Benzin in zwei Qualitäten verkauft: Euro-super und Super-plus. Ihr Verkaufspreis liegt etwa um 10% unter dem für verbleiten Superkraftstoff.
- seit Januar 1990 haben Käufer neuer Kraftfahrzeuge mit bis zu 2.000 ccm, die mit einem Drei-Wege-Katalysator ausgestattet sind, Anrecht auf eine Subvention von bis zu 20.000 LF. Für vergleichbare Fahrzeuge mit oxidierenden Katalysatoren wird eine Subvention in Höhe von 10.000 LF gewährt. Für ältere Fahrzeuge, die mit neuen Katalysatoren ausgerüstet werden, können ebenfalls Zuschüsse gewährt werden.

UMWELT

Umweltfragen haben in Luxemburg wegen der energieintensiven Industriezweige (1985 kamen 48% der SO₂- und 27% der NO_x-Emissionen aus der Eisen- und Stahlindustrie) und seiner geographischen Lage in der Nähe großer Industrieregionen, wo es zu grenzüberschreitender Umweltverschmutzung kommen kann, eine hohe Priorität. So ist beispielsweise der Prozentsatz gesunder Bäume in Luxemburg von 81% im Jahre 1984 auf 61% im Jahre 1989 zurückgegangen. Die Luxemburger Regierung beschloß im November 1990, die CO₂-Emissionen bis spätestens zum Jahr 2000 zu stabilisieren und bis zum Jahr 2005 eine Verringerung dieser Emissionen zu erreichen. Die Behörden verfolgen die Entwicklung der Umweltpolitiken im Rahmen der Europäischen Gemeinschaften sehr aufmerksam und haben Rechtsvorschriften und finanzielle Anreize eingeführt, um die Emission von Luftschadstoffen zu begrenzen. Hier einige Beispiele:

LUXEMBURG
ENERGIEBILANZ UND SCHLÜSSELINDIKATOREN

(Mio.t. Röe)

		ZUFUHR						
		1973	1979	1989	1990	1995	2000	2005
GESAMTPRODUKTION		-	0.03	0.04	0.03	0.03	0.04	0.04
davon								
Kohle¹		-	-	-	-	-	-	-
Öl		-	-	-	-	-	-	-
Gas		-	-	-	-	-	-	-
Kernenergie		-	-	-	-	-	-	-
Wasserkraft/Erdwärme²		-	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
sonstige³		-	0.02	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03
GESAMTNETTOEINFUHR		4.51	3.93	3.37	3.55	3.35	3.19	3.09
Kohle¹								
	Ausfuhr	-	-	-	-	-	-	-
	Einfuhr	2.44	1.88	1.15	1.13	1.16	1.14	1.06
	Nettoeinfuhr	2.44	1.88	1.15	1.13	1.16	1.14	1.06
Öl								
	Ausfuhr	0.01	0.04	0.03	0.01	-	-	-
	Einfuhr	1.69	1.39	1.52	1.67	1.41	1.24	1.20
	Bunkerbestände	-	-	-	-	-	-	-
	Nettoeinfuhr	1.67	1.35	1.49	1.65	1.41	1.24	1.20
Gas								
	Ausfuhr	-	-	-	-	-	-	-
	Einfuhr	0.22	0.47	0.41	0.43	0.43	0.44	0.44
	Nettoeinfuhr	0.22	0.47	0.41	0.43	0.43	0.44	0.44
Strom								
	Ausfuhr	0.07	0.02	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	Einfuhr	0.24	0.25	0.39	0.40	0.41	0.43	0.45
	Nettoeinfuhr	0.18	0.23	0.33	0.34	0.35	0.37	0.39
GESAMTLAGERBESTANDS VERÄNDERUNGEN		-0.01	-0.08	0.01	-0.01	-	-	-
GESAMTZUFUHR		4.51	3.88	3.42	3.57	3.38	3.23	3.13
davon								
Kohle¹		2.44	1.84	1.15	1.13	1.16	1.14	1.06
Öl		1.67	1.31	1.50	1.64	1.41	1.24	1.20
Gas		0.22	0.47	0.41	0.43	0.43	0.44	0.44
Kernenergie		-	-	-	-	-	-	-
Wasserkraft/Erdwärme²		-	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Handel mit elektrischem Strom⁴		0.18	0.23	0.33	0.34	0.35	0.37	0.39
sonstige³		-	0.02	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03
Anteil der einzelnen Brennstoffe (%)								
Kohle		54.1	47.5	33.7	31.7	34.3	35.3	33.9
Öl		37.1	33.7	43.8	46.0	41.7	38.4	38.3
Gas		4.9	12.1	11.9	12.0	12.7	13.6	14.1
Kernenergie		-	-	-	-	-	-	-
Wasserkraft/Erdwärme		0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
Handel mit elektrischem Strom		3.9	6.0	9.6	9.5	10.4	11.5	12.5
sonstige		-	0.5	0.8	0.7	0.6	0.9	1.0

**NACHFRAGE
ENDVERBRAUCH NACH SEKTOREN**

(Mio. t RÖE)

	1973	1979	1989	1990	1995	2000	2005
Gesamtbrennstoffverbrauch	4.00	3.58	3.24	3.37	3.17	3.03	2.94
davon							
Kohle ¹	2.03	1.64	1.01	0.96	0.97	0.95	0.88
Öl	1.54	1.28	1.49	1.64	1.40	1.23	1.19
Gas	0.18	0.36	0.39	0.42	0.42	0.43	0.43
Strom	0.25	0.30	0.35	0.35	0.38	0.42	0.44
Wärme	-	-	-	-	-	-	-
sonstige ³	-	-	-	-	-	-	-
Anteile der Brennstoffe (%)							
Kohle	50.8	45.8	31.1	28.6	30.6	31.4	29.9
Öl	38.4	35.9	45.9	48.5	44.2	40.6	40.5
Gas	4.4	10.0	12.1	12.5	13.2	14.2	14.6
Strom	6.4	8.4	10.8	10.5	12.0	13.9	15.0
Wärme	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-	-
GESAMTVVERBRAUCH DER INDUSTRIE⁵	3.15	2.44	1.78	1.76	1.78	1.72	1.63
davon							
Kohle ¹	2.00	1.61	1.00	0.96	0.96	0.94	0.87
Öl	0.81	0.36	0.32	0.30	0.30	0.24	0.22
Gas	0.14	0.26	0.23	0.28	0.27	0.27	0.25
Strom	0.20	0.21	0.22	0.22	0.25	0.27	0.29
Wärme	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige ³	-	-	-	-	-	-	-
ANTEILE DER BRENNSTOFFE (%)							
Kohle	63.5	66.2	56.4	54.5	53.9	54.7	53.4
Öl	25.6	14.6	17.9	16.8	16.9	14.0	13.5
Gas	4.4	10.6	13.0	15.9	15.2	15.7	15.3
Strom	6.4	8.6	12.7	12.8	14.0	15.7	17.8
Wärme	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-	-
VERKEHR⁶	0.29	0.49	0.87	1.03	0.88	0.77	0.76
GESAMTVVERBRAUCH DER ANDEREN SEKTOREN⁷	0.56	0.65	0.59	0.58	0.51	0.54	0.55
davon							
Kohle ¹	0.03	0.02	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01
Öl	0.44	0.44	0.30	0.31	0.23	0.23	0.22
Gas	0.04	0.10	0.16	0.14	0.15	0.16	0.18
Strom	0.05	0.08	0.12	0.12	0.12	0.14	0.14
Wärme	-	-	-	-	-	-	-
sonstige ³	-	-	-	-	-	-	-
ANTEILE DER BRENNSTOFFE (%)							
Kohle	6.1	3.8	1.2	0.5	2.0	1.9	1.8
Öl	78.4	67.8	51.4	53.9	45.1	42.6	40.0
Gas	6.8	15.1	27.2	24.2	29.4	29.6	32.7
Strom	8.8	13.1	20.3	21.4	23.5	25.9	25.5
Wärme	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige	-	-	-	-	-	-	-

NACHFRAGE ENERGIEUMWANDLUNG UND VERLUSTE

(Mio. t RÖE)

	1973	1979	1989	1990	1995	2000	2005
EINSATZ (Mio. t RÖE)	0.44	0.32	0.19	0.20	0.21	0.23	0.22
PRODUKTION (Mio. t RÖE)	0.12	0.09	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07
(Brutto tWh)	1.39	1.10	0.63	0.62	0.64	0.80	0.80
ANTEIL AN DER PRODUKTION (%)							
<i>Kohle</i>	<i>58.8</i>	<i>39.0</i>	<i>70.3</i>	<i>76.4</i>	<i>70.3</i>	<i>76.3</i>	<i>76.3</i>
<i>Öl</i>	<i>27.6</i>	<i>14.4</i>	<i>3.0</i>	<i>1.4</i>	<i>3.1</i>	<i>2.5</i>	<i>2.5</i>
<i>Gas</i>	<i>10.2</i>	<i>35.5</i>	<i>7.3</i>	<i>5.4</i>	<i>6.3</i>	<i>5.0</i>	<i>5.0</i>
<i>Kernenergie</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Wasserkraft/Erdwärme</i>	<i>3.4</i>	<i>8.3</i>	<i>13.4</i>	<i>11.2</i>	<i>14.1</i>	<i>11.3</i>	<i>11.3</i>
<i>sonstige</i>	-	<i>2.8</i>	<i>6.0</i>	<i>5.4</i>	<i>6.3</i>	<i>5.0</i>	<i>5.0</i>
GESAMTVERLUSTE	0.50	0.30	0.18	0.20	0.21	0.20	0.19
davon							
Stromerzeugung⁹	0.32	0.23	0.14	0.14	0.16	0.16	0.15
Raffinerien¹⁰	-	-	-	-	-	-	-
sonstige Verluste¹¹							
SCHLÜSSELINDIKATOREN							
	1973	1979	1989	1990	1995	2000	2005
BIP (1985 in Milliarden \$)	2.80	3.03	4.18	4.27	4.60	4.96	5.34
Bevölkerung (Mio.)	0.35	0.36	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Gesamtzufuhr/BIP¹²	1.61	1.28	0.82	0.84	0.73	0.65	0.59
Energieerzeugung/Gesamtzufuhr	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Gesamtzufuhr pro Kopf der Bevölkerung¹³	12.83	10.69	9.06	9.37	8.87	8.48	8.22
Ölzufuhr/BIP¹²	0.60	0.43	0.36	0.38	0.31	0.25	0.22
Gesamtbrennstoffverbrauch/BIP¹²	1.43	1.18	0.77	0.79	0.69	0.61	0.55
Gesamtbrennstoffverbrauch pro Kopf der Bevölkerung¹³	11.40	9.86	8.59	8.85	8.32	7.95	7.72
WACHSTUMSRATEN (%/JAHR)							
	73-79	79-83	83-89	89-90	90-95	95-00	00-05
Gesamtenergiezufuhr	-2.5	-7.5	3.1	4.4	-1.1	-0.9	-0.6
Kohle¹	-4.6	-9.2	-1.4	-1.7	0.5	-0.3	-1.4
Öl	-4.0	-6.1	6.6	9.5	-3.0	-2.5	-0.7
Gas	13.6	-13.8	7.7	5.9	0.0	0.5	-
Kernenergie	-	-	-	-	-	-	-
Wasserkraft/Erdwärme²	12.2	-	-2.2	-14.3	10.8	-	-
sonstige³	-	2.7	5.8	-10.7	-4.4	8.4	-
Gesamtbrennstoffverbrauch	-1.8	-6.8	3.1	4.2	-1.2	-0.9	-0.6
Stromverbrauch	2.7	0.2	2.5	1.4	1.4	2.0	0.9
Energieerzeugung	36.6	1.9	3.8	-11.4	-0.7	5.9	-
Ölnetteinfuhr	-3.5	-6.9	6.6	11.0	-3.1	-2.5	-0.7
BIP	1.3	1.1	4.8	2.2	1.5	1.5	1.5
Veränderung im Verhältnis Gesamtenergiezufuhr/BIP	-3.7	-8.5	-1.6	2.2	-2.5	-2.4	-2.1
Veränderung im Verhältnis Gesamtbrennstoffverbrauch/BIP	-3.1	-7.8	-1.6	2.0	-2.7	-2.4	-2.1

Anmerkung: Aufgrund von Auf- und Abrundungen können die Gesamtzahlen von der Summe der Einzelposten abweichen.

- 1 Einschließlich Braunkohle.
- 2 Einschließlich Wasserkraft, Erdwärme, Sonnen- und Windenergie.
- 3 Einschließlich feste Brennstoffe außer Kohle (Torf, Holz, Holzabfälle, Schwarzlauge, gewerbliche und kommunale Abfälle). Viele Daten stützen sich auf Teilerhebungen und sind unter Umständen von Land zu Land nicht vergleichbar.
- 4 Die Gesamtstromzufuhr stellt den Nettohandel dar. Eine negative Zahl bedeutet, daß mehr ausgeführt als eingeführt wird.
- 5 Einschließlich nicht-energetischer Nutzung.
- 6 Beeinhaltet weniger als 1% Nicht-Öl-Brennstoffe.
- 7 Einschließlich der Sektoren Privathaushalte, Dienstleistungen, öffentliche Dienste und Landwirtschaft.
- 8 Der Einsatz für die Stromerzeugung umfaßt sowohl den Einsatz für die Stromerzeugung als auch den Einsatz für die Wärmeerzeugung. Die Produktionsmenge bezieht sich nur auf die Stromerzeugung.
- 9 Verluste, die in der Erzeugung von Strom und Wärme in staatlichen Versorgungsbetrieben, bei Eigenerzeugern und in staatlichen Kraft- und Heizwerken entstehen. Bei der Stromerzeugung aus nicht-fossilen Energieträgern werden die theoretischen Verluste auf der Grundlage einer Anlageneffizienz von 33% bei Kernenergie, 10% bei Erdwärme und 100% bei Wasserkraft angegeben.
- 10 Einsatzstoffe in Form von Rohöl, flüssigem Erdgas und Ausgangsstoffen für Raffinerien minus Produktionsmenge von Mineralölerzeugnissen und Raffineriebrennstoff.
- 11 Einsatzstoffe in Form von primären und sekundären festen Brennstoffen (Steinkohle, Braunkohle, Steinkohlenkoks) minus Produktion an sekundären Brennstoffen (Steinkohlenkoks, Steinkohlenbriketts, Briketts, Ortsgas, Kokereigas, Hochofengas usw.). Eingeschlossen sind auch Eigenverbrauch, statistische Abweichungen und Verluste bei Fernheizwerken. Anmerkung: Prognose-Daten für Verluste enthalten häufig große statistische Abweichungen, entsprechend den Unterschieden zwischen erwartetem Angebot und erwarteter Nachfrage, und geben zumeist nicht die realen Erwartungen hinsichtlich der Verarbeitungsgewinne und -verluste wieder.
- 12 t RÖE pro tausend \$ zu Preisen des Jahres 1985
- 13 t RÖE pro Person.

Dies ist der vollständige Text der eingehenden Studie über die Energiepolitik Luxemburgs, der von der Internationalen Energieagentur erstellt und kürzlich in "Energy Policies of IEA Countries - 1991 Review" veröffentlicht wurde. Diese Studie ist erhältlich bei:

OECD Publications
2 Rue André Pascal
F-75775 Paris Cedex 16
Tel.: 33-1-45-24-8200
Fax: 33-1-45-24-8500

ENERGIEPLANUNG AUF REGIONALER UND LOKALER EBENE IN DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFT - LUXEMBURG

EIN ENERGIEMODELL ALS INSTRUMENT FÜR POLITISCHE ENTSCHEIDUNGEN

KONTEXT

Spätestens seit den sogenannten Ölpreiskrisen der 70er Jahre ist das Bewußtsein gewachsen, daß die fossilen Energieträger nicht unerschöpflich sind und für die ökonomische Entwicklung eines Staates einen bedeutsamen Faktor darstellen.

ZIELSETZUNG

Als Reaktion auf diese Erkenntnis wurden energiepolitische Programme aufgestellt, die einerseits zum Ziel hatten, das Bewußtsein für die Bedeutung der fossilen Energieträger weiter zu schärfen, andererseits sollten aber auch Wege zu einem rationellen Umgang mit diesen Energieträgern aufgezeigt werden.

Im Zusammenarbeit mit der Kommission der Europäischen Gemeinschaften und dem Energieministerium von Luxemburg hat der TÜV Rheinland ein Energiemodell entwickelt, mit dem zukunftsorientierte Energiekonzepte auf nationaler und regionaler Ebene erstellt werden können.

VORGEHENSWEISE

Grundlage für die Erstellung von Energiekonzepten ist zunächst die Kenntnis der Energieverbräuche in den einzelnen Verbrauchssektoren sowie die Zuordnung dieser Energieverbräuche zu den verschiedenen Primärenergieträgern.

Festlegung von Parametern

Im Rahmen dieser Studie wurde als erster Schritt eine Energiebilanzierung für die Verbrauchssektoren

- . Haushalte
 - . öffentliche Gebäude
 - . Handel, Gewerbe und Industrie und
 - . Verkehr
- durchgeführt.

Dabei galt es besonders die verschiedenen Einflußfaktoren auf die Energiebilanz zu bestimmen und zu erfassen. So wird z.B. der Energieverbrauch der Haushalte auf der Grundlage des Bedarfs beim Verbraucher, d.h. aus dem Gebäudebestand, dem Wärmebedarf zur Gebäudebeheizung, der Ausstattung der Haushalte mit elektrischen Haushaltsgeräten usw. ermittelt.

Der industrielle Energieverbrauch dagegen kann aufgrund der überschaubaren Struktur in Luxemburg zum großen Teil durch direkte Erhebungen erfaßt werden. Daneben wird aber auch die Zahl der Beschäftigten in den verschiedenen Industrie- und Gewerbebereichen für die Ermittlung des Energiebedarfs ausgewertet.

Im Sektor Transport und Verkehr wird unterschieden zwischen

- dem Energiebedarf, der sich im wesentlichen aus dem Kraftfahrzeugbestand in Luxemburg, den für Europa bekannten durchschnittlichen Kilometerleistungen der jeweiligen Kraftfahrzeugtypen und
- den Verbrauchskennzahlen ergibt, und dem durch Verkaufszahlen belegten Kraftstoffverbrauch, der auch die an Grenzgänger und Durchreisende abgegebene Mengen beinhaltet.

Ein Planungsinstrument

Aufbauend auf diese detaillierte Bilanz der Energieströme wurde im nächsten Schritt ein Computermodell entwickelt, mit dem es möglich ist,

- einerseits diese Energiebilanz jährlich zu aktualisieren - z.B. durch Berücksichtigung einer Änderung im Gebäudebestand oder Änderungen der wirtschaftlichen Infrastruktur -,
- andererseits auch den Einfluß unterschiedlicher energiepolitischer Maßnahmen auf den Gesamtenergieverbrauch des Landes hinsichtlich der

Wirksamkeit und somit auf den volkswirtschaftlichen Nutzen zu analysieren.

Da diese Energiebilanz nicht nur auf Landesebene, sondern teilweise bis hinunter auf Gemeindeebene vorliegt, ermöglicht das Modell auch Entscheidungen für den Ausbau alternativer Energieträger, wie z.B. Erdgas und Strom, in bestimmten Regionen des Landes.

EINFLUSS UND ANWENDUNG

Prognosen für die Zukunft

Will man nun Prognosen über den Energieverbrauch bzw. die Energieaufteilung in einzelnen Sektoren durchführen, z.B. für das Jahr 2000, so können alle den Energieverbrauch beeinflussende Parameter entsprechend variiert werden. Diese Parameter sind unter anderem

- der Gebäudebestand in Luxemburg
- der wärmetechnische Standard der Gebäude
- die Anzahl und Größe der Haushalte
- die Ausstattung der Haushalte mit Haushaltsgeräten
- Änderung des Energieträgers, z.B. Umstellung auf Erdgas
- Veränderungen in der wirtschaftlichen Infrastruktur, wie Produktionsverlagerungen, Beschäftigungszahlen, neue Industrien
- Veränderungen des Kraftfahrzeugbestandes und des spezifischen Verbrauchs.

Derartige Szenarien können sowohl für einzelne Sektoren als auch auf Landesebene erstellt werden.

Die Basis für energiepolitische Entscheidungen

Aus der Aufteilung des Energieverbrauchs auf die verschiedenen Endenergieträger wird deutlich, daß Erdöl derzeit den bedeutendsten Energieträger in Luxemburg darstellt. Während im Sektor Industrie nur ca. 18% Erdöl eingesetzt wurden, beträgt der Anteil im Sektor Haushalte mehr als 50%. Eine Diversifizierung der Energieträger sollte schwerpunktmäßig in diesem Sektor angestrebt werden.

Da außerdem eine sehr enge Wechselbeziehung zwischen Energieverbrauch und Umweltbelastung besteht, können Energiesparmaßnahmen sowohl auf ihren Einfluß auf den Energiebedarf als auch auf die Reduzierung von umweltschädlichen Emissionen untersucht werden. Das Energieministerium verfügt somit über ein Instrument, das erlaubt, die Tragweite von energiepolitischen Maßnahmen und Entscheidungen abzuschätzen, und das somit zur Entscheidungshilfe bei der Entwicklung zukunftsorientierter Strategien für eine gesicherte Energieversorgung des Landes herangezogen werden kann.

Fläche

2 600 km²

Bevölkerung

400 000

Primärenergieverbrauch

3 400 000 t RÖE

Energie-Eigenproduktion

1%

Energie-Endverbrauch

3 200 000 t RÖE

Zuständige Behörde

Ministère de l'énergie

Boulevard Royal, 19

L-2499 Luxembourg

Auftragnehmer

TUV RHEINLAND E.V.

Institut für Energietechnik und

Umweltschutz

Am Grauen Stein

D-5000 Köln 91 (Poll)

Postfach 10 17 50

D-5000 Köln 1

Zeitraum: 1989-1990

Diese Studie wurde mit Unterstützung der KEG (GD XVII)

Task Force - Gemeinschaftliche Integration

Rue de la Loi 200

B-1049 Brüssel

durchgeführt.



Abbreviations and symbols

- :** no data available
- nil
- 0** figure less than half the unit used
- kg oe** kilogram of oil equivalent
(41 860 joules NCV/kg)
- M** million (10^6)
- t** tonne (metric ton)
- t = t** tonne for tonne
- toe** tonne of oil equivalent
(41 860 kjoules NCV/kg)
- fob** free on board
- cif** cost-insurance-freight
- MW** megawatt = 10^3 kWh
- kWh** kilowatt hour
- GWh** gigawatt hour = 10^6 kWh
- J** joule
- kJ** kilojoule
- TJ** terajoule = 10^9 kJ
- NCV** net calorific value
- GCV** gross calorific value
- ECU** European currency unit
- USD** US dollar
- EUR 10** Total of member countries of the EC before accession of Spain and Portugal in 1986
- EUR 12** Total of member countries of the EC
- | or —** discontinuity in series
- of which** the words 'of which' indicate the presence of all the subdivisions of the total
- among**
- which** the words 'among which' indicate the presence of certain subdivisions only

ORDER FORM

- Subscriptions start from 1.1.1993 and until cancellation on your part (only possible at the end of a calendar year). They include all the issues for the calendar year in question
- Prices are valid until 31.12.1993 (excluding VAT)

ORDER FORM

ENERGY IN EUROPE

ISSN 1017-6705

English/French/German/Spanish

Number of copies:

Price annual subscription — VCX (3 issues per year):

ECU 54

.....

Name and address:

Date: Signature:

ORDER FORM

ENERGY — Monthly statistics

ISSN 0258-3569

German/English/French

Number of copies:

Price annual subscription — VVD

ECU 83

.....

ENERGY — Statistical yearbook — 1990

151 pp.

ECU 23,50

CA-72-91-495-5E-C

.....

Name and address:

Date: Signature:

ORDER FORM

ENERGY STATISTICS — Combined subscription including: monthly statistics, rapid statistics, structural statistics and statistical yearbook

Number of copies:

Price annual subscription — VVT

ECU 126

.....

Name and address:

Date: Signature:

Please send your order to the
SALES OFFICE in your country

Learn more about
the

**EUROPEAN
COMMUNITY**

from our
publications:

consult the

**ANNUAL
CATALOGUE
of
PUBLICATIONS
OF THE
EUROPEAN
COMMUNITIES**

Please send your order to the
SALES OFFICE in your country

Please send your order to the
SALES OFFICE in your country

Change of address

Current address:

Organization: _____

Name: _____

Position: _____

Address: _____

Please note our new address as from: _____

Organization: _____

Name: _____

Position: _____

Address: _____

To be completed and returned to:

Energy in Europe
TERV 7/7
Commission of the European Communities
200 rue de la Loi
1049 Brussels
Belgium

Eastern Europe and the USSR

THE CHALLENGE OF FREEDOM

GILES MERRITT



The sparks of unrest that leapt from Berlin in November 1989 to Moscow's Red Square in August 1991 are firing an explosion of political and economic change. Out of the ashes of Communism is emerging the shape of a vast new European market-place stretching from the Atlantic to the Pacific.

In his fascinating account of Europe's fast-changing East-West relationships, Giles Merritt argues that a massive rescue operation must be mounted to ensure the success of these changes. The upheaval of Communism's collapse is 'The challenge of freedom'.

Written with the cooperation and support of the European Commission, this book sets out to identify the key policy areas where a new partnership is being forged between the countries of Eastern and Western Europe. It offers a privileged insight into the current thinking of European

Community officials, politicians and industrial leaders, and analyses the factors that will determine whether the emerging market economies of Eastern Europe can truly be absorbed into a single European economy.

Immensely readable and often disturbing, this important book contains much up-to-date and hitherto unpublished information on such major East-West problem areas as energy, environmental control, immigration, trade relations, agriculture and investment. It also examines the arguments surrounding a 'Marshall Plan' for Eastern Europe that would emulate the famous US aid programme that helped relaunch the economies of Western Europe in the aftermath of World War II.

For anyone concerned about the future of Eastern Europe and the USSR, whether from a political, social or economic standpoint, this book is essential reading.

Bulletin of the European Communities

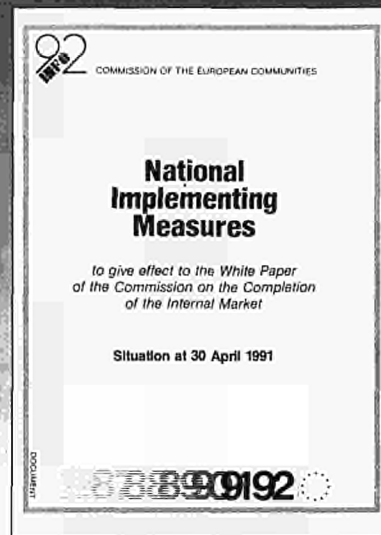
The *Bulletin of the European Communities*, which is issued 10 times a year (monthly, except for the January/February and July/August double issues), is an official reference publication covering all spheres of Community activity.

It is compact, easy to consult (with an index and copious references to the Official Journal and to previous issues), logically structured (to reflect the main fields of Community policy) and wholly reliable. The Bulletin is an essential reference tool, describing the passage of Community legislation through all its stages from presentation of a proposal by the Commission to final enactment by the Council.

Thanks to its topical commentaries on the month's major events, it provides the student of European integration and other interested readers with up-to-date and accurate information about the most recent developments in Community policy — the creation of a single market, economic and social integration, the Community's role in international affairs, etc.

Supplements to the Bulletin are published from time to time, containing important background material on significant issues of the day. Recent Supplements have covered German unification, the Commission's programme for 1992 and European industrial policy for the 1990s.

The Bulletin and its Supplements are produced by the Secretariat-General of the Commission, 200 rue de la Loi, B-1049 Brussels, in the nine official languages of the Community, and can be ordered from the Community sales agents.



INFO92

The Community database focusing on the objectives and the social dimension of the single market

As a practical guide to the single market, INFO92 contains vital information for all those determined to be ready for 1992.

INFO92 is really a simple market scoreboard, recording the state of play on the stage-by-stage progress of Commission proposals up to their adoption by the Council, summarizing each notable development and placing it in context, and keeping track of the transposition of directives into Member States' national legislation.

Using INFO92 is simplicity itself. It can be consulted on-screen by means of a wide range of everyday equipment connected to specialized data-relay networks. Fast transmission, the virtually instant updating facility (several times a day, if necessary) and dialogue procedures requiring no prior training make INFO92 ideal for the general public as well as for business circles and the professions.

The system offers easy access to information thanks to the choice of menus available and to the logical presentation modelled on the structure of the *White Paper*, the *Social Charter* and the decision-making process within the institutions.

Enquiries may also be made to the Commission Offices in the Member States or – for small businesses – the Euro-Info Centres now open in all regions of the Community.

Eurobases Helpdesk

{ Tel. : (32-2) 295 00 03
{ Fax : (32-2) 296 06 24

DIRECTORY

OF COMMUNITY LEGISLATION IN FORCE

and other acts of the Community institutions

The Community's legal system is of direct concern to the individual citizen as much as to the Member States themselves.

Both lawyers and non-lawyers, then, need to be familiar not just with national law, but also with Community legislation, which is implemented, applied or interpreted by national law and in some cases takes precedence over it.

To make Community legislation more accessible to the public, the Commission of the European Communities publishes a Directory, updated twice a year, covering:

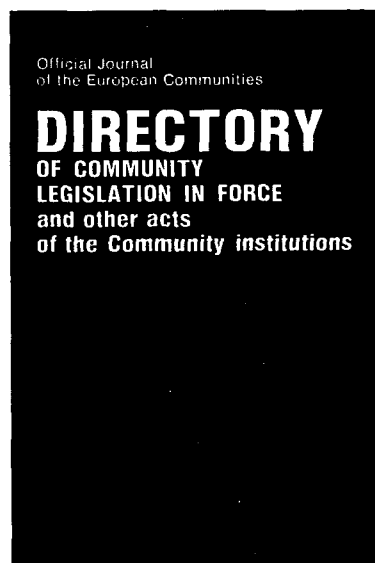
- binding instruments of secondary legislation arising out of the Treaties establishing the three Communities (regulations, decisions, directives, etc.);
- other legislation (internal agreements, etc.);
- agreements between the Communities and non-member countries.

Each entry in the Directory gives the number and title of the instrument, together with a reference to the Official Journal in which it is to be found. Any amending instruments are also indicated, with the appropriate references in each case.

The legislation is classified by subject matter. Instruments classifiable in more than one subject area appear under each of the headings concerned.

The Directory proper (Vol. I) is accompanied by two indexes (Vol. II), one chronological by document number and the other alphabetical by keyword.

The Directory is available in the nine official languages of the Community.



1 064 pp. - ECU 83
ISBN 92-77-77093-7 (Volume I)
ISBN 92-77-77094-5 (Volume II)
ISBN 92-77-77095-3 (Volume I and II)
FX-86-91-001-EN-C
FX-86-91-002-EN-C

EUROPEAN ECONOMY

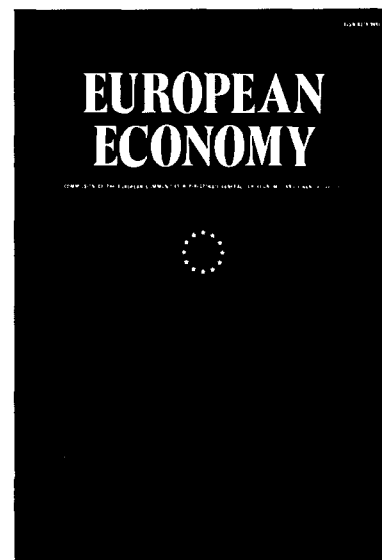
European Economy appears four times a year, in March, May, July and November. It contains important reports and communications from the Commission to the Council and to Parliament on the economic situation and developments, as well as on the borrowing and lending activities of the Community. In addition, *European Economy* presents reports and studies on problems concerning economic policy.

Two supplements accompany the main periodical:

- Series A - 'Economic trends' appears monthly except in August and describes with the aid of tables and graphs the most recent trends of industrial production, consumer prices, unemployment, the balance of trade, exchange rates, and other indicators. This supplement also presents the Commission staff's macroeconomic forecasts and Commission communications to the Council on economic policy.
- Series B - 'Business and consumer survey results' gives the main results of opinion surveys of industrial chief executives (orders, stocks, production outlook, etc.) and of consumers (economic and financial situation and outlook, etc.) in the Community, and other business cycle indicators. It also appears monthly, with the exception of August.

Unless otherwise indicated, the texts are published under the responsibility of the Directorate-General for Economic and Financial Affairs of the Commission of the European Communities, 200 rue de la Loi, B-1049 Brussels, to which enquiries other than those related to sales and subscriptions should be addressed.

Subscription terms are shown on the back cover and the addresses of the sales offices are shown on the third page of the cover.



Success in business

**depends on the decisions you make ...
which depend on the information you receive**

Make sure that your decisions are based on information that is accurate and complete!

In a period of rapid adjustment, with national economies merging into a single European economy under the impetus of 1992, reliable information on the performance of specialized industry sectors is essential to suppliers, customers, bankers and policymakers.

Small and medium-sized enterprises, in particular, need easy access to information.

The market must be defined, measured and recorded. Information is needed on production capacities, bottlenecks, future developments, etc.



Panorama of EC industry 1991-1992

**Current situation and outlook for 180 sectors
of manufacturing and service industries
in the European Community**

1 400 pp. * ECU 110 * ISBN 92-826-3103-6 * CO-60-90-321-EN-C

SOCIAL EUROPE

Social Europe, published by the Commission of the European Communities, Directorate-General for Employment, Industrial Relations and Social Affairs (DG V), Coordination and Information Policy Unit, deals with current social affairs in Europe.

The basic review appears three times a year. In addition, a number of supplements/files are published annually, each dealing in depth with a given subject.



ENERGY

A CHALLENGE FOR EUROPE AND THE WORLD

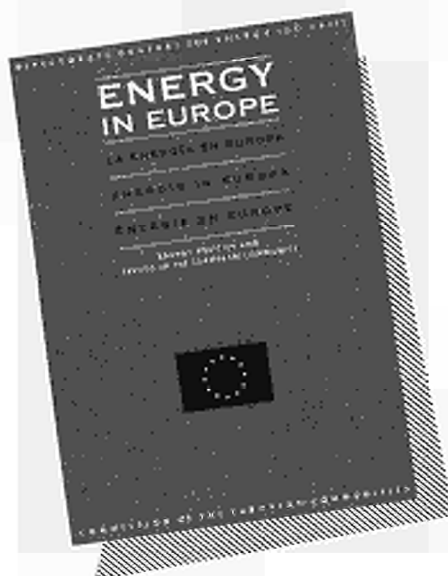
Since it first appeared in 1985 **Energy in Europe** has become recognized as an invaluable source of information on both the policy-making and the operational aspects of European Community energy policy. Subscribers include leaders of energy-consuming and energy-producing industries and other decision-makers in the private and public sectors, as well as major consultancies and research institutes in and outside the Community.

In the present situation within the Community, itself at the eve of the single market, and *vis-à-vis* the huge energy problems, as well as the potential, of our neighbours in Central and Eastern Europe and in the Commonwealth of Independent States, the energy sector is of the greatest strategic importance. An understanding of it is indispensable in many areas of economic activity. It also constitutes a crucial factor within a debate of truly global importance, namely the protection of the environment, including the global warming issue.

Energy in Europe continues to keep its readers abreast of the ongoing situation as regards overall policy, markets, energy planning, and the constant quest for cleaner and more efficient energy technology.

Market trends and perspectives are covered in **two regular issues** each year, and also in a **Short-term energy outlook** appearing in the first half of the year and an **Annual energy review** at the end of the year which includes the world energy situation by region including EC Member States, the short-term energy outlook for the Community, and a review of trends in main indicators over 10 years. Further **Special Issues** are also produced in connection with major developments or events, including international conferences on or relevant to the energy sector.

Energy in Europe appears in English but each issue also contains translations into French, German or Spanish of articles from the preceding issue.



Also available:

Treaty on European Union

253 pp. * ECU 9 * ISBN 92-824-0959-7 * RX-73-92-796-EN-C — 1992

Conradh ar an Aontas Eorpach

253 pp. * ECU 9 * ISBN 92-824-0964-3 * RX-73-92-796-GA-C — 1992

**National implementing measures to give effect to the White Paper of the Commission on the completion of the internal market
*Situation at 31 October 1992***

448 pp. * ECU 47 * ISBN 92-826-4973-3 * CM-76-92-875-EN-C — 1992

Reports of Commission Decisions relating to competition – 1989/1990

247 pp. * ECU 12 * ISBN 92-826-3868-5 * CV-73-92-772-EN-C — 1992

**Harmonization of company law in the European Community –
Measures adopted and proposed – *Situation as at 1 March 1992***

518 pp. * ECU 54 * ISBN 92-826-4314-X * C1-74-92-831-EN-C — 1992

Green Paper on the development of the single market for postal services (Communication from the Commission) – COM(91) 476 final

371 pp. * ISBN 92-77-45007-X * CB-CO-92-263-EN-C — 1992

Farm take-over and farm entrance within the EEC

148 pp. * ECU 15 * ISBN 92-826-3667-4 * CM-73-91-376-EN-C — 1992

Copyright and information limits to the protection of literary and pseudo-literary works in the Member States of the EC

262 pp. * ECU 27 * ISBN 92-826-3666-6 * CM-75-92-049-EN-C — 1992

**Social security for persons moving within the Community –
*Social Europe 3/92***

154 pp. * ECU 19 * ISSN 0255-0776 * CE-AA-92-003-EN-C — 1992

Urban social development – *Social Europe – Supplement 1/92*

125 pp. * ECU 9 * ISBN 92-826-4013-2 * CE-NC-92-001-EN-C — 1992

Enterprise and people aspects in the information technology sector to the year 2000 – *Social Europe – Supplement 2/92*

111 pp. * ECU 9 * ISBN 92-826-4537-1 * CE-NC-92-002-EN-C — 1992

Towards a Europe of solidarity: housing – *Social Europe – Supplement 3/92*

142 pp. * ECU 9 * ISBN 92-826-4567-3 * CE-NC-92-003-EN-C — 1992

The regulation of working conditions in the Member States of the European Community – Volume 1 – *Social Europe – Supplement 4/92*

114 pp. * ECU 9 * ISBN 92-826-4996-2 * CE-NC-92-004-EN-C — 1992

EUR 14197 – Evaluation of economic effects: relevance and impacts of EC programmes promoting industrial R&D with special emphasis on small and medium-sized enterprises (pilot methodological study)

K. HORNSCHILD, F. MEYER-KRAHMER

129 pp. * ECU 13.50 * ISBN 92-826-3817-0 * CD-NA-14197-EN-C — 1992

EUR 14198 – Evaluation of the impact of European Community research programmes upon the competitiveness of European industry – concepts and approaches

J. S. METCALFE, L. GEORGHIOU, P. CUNNINGHAM, H. M. CAMERON

44 pp. * ECU 6.00 * ISBN 92-826-3818-9 * CD-NA-14198-EN-C — 1992

Employment in Europe – 1992

206 pp. * ECU 11.25 * ISBN 92-826-4559-2 * CE-75-92-106-EN-C — 1992

Focus on the East – *Energy in Europe*

157 pp. * ECU 19 * ISSN 1017-6705 * CS-BI-92-001-4H-C — 1992

A view to the future – *Energy in Europe*

176 pp. * ECU 19 * ISBN 92-826-3665-8 * CS-75-92-841-EN-C — 1992

The finances of Europe, Daniel STRASSER

439 pp. * ECU 18.50 * ISBN 92-826-2306-8 * CM-60-90-280-EN-C — 1992

XXIst Report on Competition Policy – 1991

446 pp. * ECU 29 * ISBN 92-826-3850-2 * CM-73-92-247-EN-C — 1992

Europe in figures – *Third edition*

256 pp. * ECU 16.50 * ISBN 92-826-3371-1 * CA-70-91-895-EN-C — 1992

Inventory of taxes levied in the Member States of the European Communities – *14th edition*

726 pp. * ECU 80 * ISBN 92-826-0417-9 * CM-59-90-855-EN-C — 1992

A common market for services – *Banking • Insurance • Transactions in securities • Transport services • New technologies and services • Capital movements • Free movement of labour and the professions*
(Completing the internal market – Volume 1)

169 pp. • ECU 17 • ISBN 92-826-3566-X • CO-62-91-001-EN-C — 1992

The elimination of frontier controls – *Control of goods • Control of individuals • Value-added tax • Excise duties*
(Completing the internal market – Volume 2)

88 pp. • ECU 17 • ISBN 92-826-3573-2 • CO-62-91-002-EN-C — 1992

Conditions for business cooperation – *Company law • Intellectual property • Company taxation – Public procurement*
(Completing the internal market – Volume 3)

86 pp. • ECU 17 • ISBN 92-826-3583-X • CO-62-91-003-EN-C — 1992

Community social policy – *Labour market • Employment and pay • Improved living and working conditions • Free movement of workers • Social protection • Freedom of association and collective bargaining • Information, consultation and participation of employees • Equal treatment for men and women • Vocational training • Health and safety at work • Rights and protection of children and adolescents • The elderly • The disabled*
(Completing the internal market – Volume 6)

308 pp. • ECU 34 • ISBN 92-826-3609-7 • CO-62-91-006-EN-C — 1992

The current situation, evolution and future prospects for agriculture in Yugoslavia

128 pp. • ECU 12 • ISBN 92-826-3485-X • CM-72-91-899-EN-C — 1992

A practical guide to cross-border cooperation

112 pp. • ECU 10 • ISBN 92-826-3143-5 • CT-70-91-992-EN-C — 1992

1992: a pivotal year (address by Jacques Delors, President of the Commission, to the European Parliament) – **From the Single Act to Maastricht and beyond: the means to match our ambitions – The Commission's programme for 1992** – *Supplement 1/92 – Bull. EC*

45 pp. • ECU 5 • ISBN 92-826-3841-3 • CM-NF-92-001-EN-C — 1992

Research after Maastricht: an assessment, a strategy – *Supplement 2/92 – Bull. EC*

49 pp. • ECU 5 • ISBN 92-826-4307-7 • CM-NF-92-002-EN-C — 1992

Europe and the challenge of enlargement – Supplement 3/92 – Bull. EC

24 pp. * ECU 5 * ISBN 92-826-4524-X * CM-NF-92-003-EN-C — 1992

The creation of the internal market in insurance, Bill POOL

126 pp. * ECU 10.50 * ISBN 92-826-0246-X * CB-58-90-336-EN-C — 1992

**European Economy – No 44 – One market, one money –
An evaluation of the potential benefits and costs of forming an
economic and monetary union**

351 pp. * ECU 18 * ISSN 0379-0991 * CB-AR-90-044-EN-C — 1992

**European Economy – The economics of EMU – Background studies
for European Economy No 44 ‘One market, one money’
Special edition No 1 – 1991**

248 pp. * ECU 18 * ISBN 92-826-1996-6 * CM-60-90-208-EN-C — 1992

**European Economy – No 51 – The climate challenge – Economic
aspects of the Community’s strategy for limiting CO₂ emissions**

253 pp. * ECU 23.50 * ISSN 0379-0991 * CM-AR-92-051-EN-C — 1992

**Practical guide to legal aspects of industrial subcontracting within the
European Community – Volume I – The subcontract**

118 pp. * ECU 11.25 * ISBN 92-825-9593-5 * CB-27-89-001-EN-C — 1992

**Practical guide to legal aspects of industrial subcontracting in the
European Community – Volume II – The legal framework of
subcontracting in the twelve Member States**

70 pp. * ECU 9 * ISBN 92-826-4651-3 * CB-27-89-002-EN-C — 1992

**The rules governing medicinal products in the European Community –
Volume I – The rules governing medicinal products for human use in
the European Community – Revised edition | September 1991**

228 pp. * ECU 20 * ISBN 92-826-3166-4 * CO-71-91-631-EN-C — 1992

**The rules governing medicinal products in the European Community –
Volume II – Notice to applicants for marketing authorizations for
medicinal products for human use in the Member States of the
European Community**

186 pp. * ECU 16.50 * ISBN 92-825-9503-X * CB-55-89-293-EN-C — 1992

**The rules governing medicinal products in the European Community –
Volume III – *Addendum No 2 – May 1992* – Guidelines on the quality,
safety and efficacy of medicinal products for human use**

206 pp. * ECU 23 * ISBN 92-826-4550-9 * CO-75-92-558-EN-C — 1992

**The rules governing medicinal products in the European Community –
Volume IV – Good manufacturing practice for medicinal products**

177 pp. * ECU 19.50 * ISBN 92-826-3180-X * CO-71-91-760-EN-C — 1992

**The rules governing medicinal products in the European Community –
Volume V – Veterinary medicinal products**

158 pp. * ECU 14.25 * ISBN 92-825-9643-5 * CB-55-89-972-EN-C — 1992

**The rules governing medicinal products in the European Community –
Volume VI – Establishment by the European Community of maximum
residue limits (MRLs) for residues of veterinary medicinal products in
foodstuffs of animal origin**

127 pp. * ECU 13.50 * ISBN 92-826-3173-7 * CO-71-91-768-EN-C — 1992

**Credit Institutions – Community measures adopted or proposed –
*Situation as at August 1992***

356 pp. * ECU 37 * ISBN 92-826-4842-7 * C1-76-92-293-EN-C — 1992

New information technology in education – France

110 pp. * ECU 13 * ISBN 92-826-4771-4 * CY-03-92-007-EN-C — 1992

New information technology in education – Germany

124 pp. * ECU 13 * ISBN 92-826-4683-1 * CY-03-92-004-EN-C — 1992

New information technology in education – Denmark

138 pp. * ECU 14 * ISBN 92-826-4681-5 * CY-03-92-003-EN-C — 1992

New information technology in education – The Netherlands

108 pp. * ECU 12 * ISBN 92-826-4779-X * CY-03-92-011-EN-C — 1992

New information technology in education – Luxembourg

122 pp. * ECU 13 * ISBN 92-826-4777-3 * CY-03-92-010-EN-C — 1992

Removal of tax obstacles to the cross-frontier activities of companies – Supplement 4/91 – Bull. EC
67 pp. * ECU 4.25 * ISBN 92-826-3025-0 * CM-NF-91-004-EN-C — 1992

Agriculture in Europe

97 pp. * ECU 7 * ISBN 92-826-0476-4 * CM-60-90-418-EN-C — 1992

Telecommunications in Europe, Herbert UNGERER with the collaboration of Nicholas P. COSTELLO
Revised edition, 1990

257 pp. * ECU 10 * ISBN 92-826-1640-1 * CM-59-90-346-EN-C — 1992

European Economy – No 35 – The economics of 1992

222 pp. * ECU 16 * ISSN 0379-0991 * CB-AR-88-035-EN-C — 1992

European Economy – No 40 – Horizontal mergers and competition policy in the European Community

98 pp. * ECU 16 * ISSN 0379-0991 * CB-AR-89-040-EN-C — 1992

European Economy – No 45 – Stabilization, liberalization and devolution – Assessment of the economic situation and reform process in the Soviet Union

191 pp. * ECU 18 * ISSN 0379-0991 * CB-AR-90-045-EN-C — 1992

European Economy – No 50 – Annual Economic Report 1991-92 – Strengthening growth and improving convergence

285 pp. * ECU 20 * ISSN 0379-0991 * CM-AR-91-050-EN-C — 1992

European Economy – Social Europe – The impact of the internal market by industrial sector: the challenge for the Member States – Special edition – 1990

340 pp. * ECU 18 * ISBN 92-826-1818-8 * CM-59-90-887-EN-C — 1992

Social Europe 3/91 – Equal opportunities for women and men

202 pp. * ECU 18 * ISSN 0255-0776 * CE-AA-91-003-EN-C — 1992

Guide to the reform of the Community's structural Funds

104 pp. * ECU 11.25 * ISBN 92-826-0029-7 * CB-56-89-223-EN-C — 1992

The rights of working women in the European Community, Eve C. LANDAU

244 pp. * ECU 5.25 * ISBN 92-825-5341-8 * CB-43-85-741-EN-C — 1992

European Economy – No 36 – Creation of a European financial area – Liberalization of capital movements and financial integration in the Community

212 pp. * ECU 16 * ISSN 0379-0991 * CB-AR-88-036-EN-C — 1992

1992: the European social dimension, Patrick VENTURINI

119 pp. * ECU 9.75 * ISBN 92-825-8703-7 * CB-PP-88-B05-EN-C — 1992

Research on the 'cost of non-Europe' – Basic findings

Volume 1 – **Basic studies: Executive summaries**

578 pp. * ECU 53.25 * ISBN 92-825-8605-7 * CB-PP-88-B14-EN-C — 1992

Volume 2 – **Studies on the economics of integration**

652 pp. * ECU 57 * ISBN 92-825-8616-2 * CB-PP-88-C14-EN-C — 1992

Volume 3 – **The completion of the internal market:**

A survey of European industry's perception of the likely effects

309 pp. * ECU 25.50 * ISBN 92-825-8610-3 * CB-PP-88-D14-EN-C — 1992

Volume 4 – **The 'cost of non-Europe':**

Border-related controls and administrative formalities –

An illustration in the road haulage sector

280 pp. * ECU 22.50 * ISBN 92-825-8618-9 * CB-PP-88-E14-EN-C — 1992

Volume 5 (Parts A + B)

The 'cost of non-Europe' in public-sector procurement

Part A: 552 pp. * ISBN 92-825-8646-4 * CB-P1-88-F14-EN-C — 1992

Part B: 278 pp. * ISBN 92-825-8647-2 * CB-P2-88-F14-EN-C — 1992

Parts A + B: ECU 120 * ISBN 92-825-8648-0

Volume 6 – **Technical barriers in the EC: An illustration by six industries**

The 'cost of non-Europe': Some case studies on technical barriers

242 pp. * ECU 21 * ISBN 92-825-8649-9 * CB-PP-88-G14-EN-C — 1992

Volume 7 – **The 'cost of non-Europe': Obstacles to transborder business activity**

154 pp. * ECU 12.75 * ISBN 92-825-8638-3 * CB-PP-88-H14-EN-C — 1992

Volume 8 – **The 'cost of non-Europe' for business services**

140 pp. * ECU 13.50 * ISBN 92-825-8637-5 * CB-PP-88-I14-EN-C — 1992

Volume 9 – **The 'cost of non-Europe' in financial services**

494 pp. * ECU 120 * ISBN 92-825-8636-7 * CB-PP-88-J14-EN-C — 1992

Volume 10 – **The benefits of completing the internal market for telecommunication**

services equipment in the Community

197 pp. * ECU 17.25 * ISBN 92-825-8650-2 * CB-PP-88-K14-EN-C — 1992

-
- Volume 11 – **The EC 92 automobile sector**
350 pp. * ECU 27.75 * ISBN 92-825-8619-7 * CB-PP-88-L14-EN-C — 1992
- Volume 12 (Parts A + B)
The ‘cost of non-Europe’ in the foodstuffs industry
Part A: 424 pp. * ISBN 92-825-8642-1 * CB-P1-88-M14-EN-C — 1992
Part B: 328 pp. * ISBN 92-825-8643-X * CB-P2-88-M14-EN-C — 1992
Parts A + B: ECU 120 * ISBN 92-825-8644-8
- Volume 13 – **«Le coût de la non-Europe» des produits de construction**
168 pp. * ECU 14.25 * ISBN 92-825-8631-6 * CB-PP-88-N14-FR-C — 1992
- Volume 14 – **‘The cost of non-Europe’ in the textile-clothing industry**
256 pp. * ECU 21.75 * ISBN 92-825-8641-3 * CB-PP-88-O14-EN-C — 1992
- Volume 15 – **‘The cost of non-Europe’ in the pharmaceutical industry**
182 pp. * ECU 13.50 * ISBN 92-825-8632-4 * CB-PP-88-P14-EN-C — 1992
- Volume 16 – **The internal markets of North America – Fragmentation and integration in the USA and Canada**
176 pp. * ECU 13.50 * ISBN 92-825-8630-8 * CB-PP-88-Q14-EN-C — 1992

Special price for the complete series: ECU 360

Commission of the European Communities

OFFICES

EIRE — IRELAND

Dublin

Commission of the European Communities
Office in Ireland

Jean Monnet Centre
39 Molesworth Street
Dublin 2
Tel. (353-1) 71 22 44
Fax (353-1) 71 26 57
Telex (0500) 93827 EUCO EI

UNITED KINGDOM

London

Commission of the European Communities
Office in the United Kingdom

Jean Monnet House
8 Storey's Gate
London SW1P 3AT
Tel. (44-71) 973 19 92
Fax (44-71) 973 19 00/19 10
Telex (051) 23208 EURUK G

Belfast

Commission of the European Communities
Office in Northern Ireland

Windsor House
9/15 Bedford Street
Belfast BT2 7EG
Tel. (44-232) 24 07 08
Fax (44-232) 24 82 41
Telex (051) 74117 CECBEL G

Cardiff

Commission of the European Communities
Office in Wales

4 Cathedral Road
Cardiff CF1 9SG
Tel. (44-222) 37 16 31
Fax (44-222) 39 54 89
Telex (051) 497727 EUROPA G

Edinburgh

Commission of the European Communities
Office in Scotland

9 Alva Street
Edinburgh EH2 4PH
Tel. (44-31) 225 20 58
Fax (44-31) 226 41 05
Telex (051) 727420 EUEDING

UNITED STATES OF AMERICA

Washington

Commission of the European Communities
External Delegation

2100 M Street, NW (Suite 707)
Washington DC 20037
Tel. (1-202) 862 95 00
Fax (1-202) 429 17 66
Telex (023) 64215 EURCOM NW

New York

Commission of the European Communities
External Delegation

3 Dag Hammarskjöld Plaza
305 East 47th Street
New York NY 10017
Tel. (1-212) 371 38 04
Fax (1-212) 758 27 18
Telex (023) 012396 EURCOM NY

JAPAN

Tokyo

Commission of the European Communities
External Delegation

Europa House
9-15 Sanbancho
Chiyoda-Ku
Tokyo 102
Tel. (81-3) 239 04 41
Fax (81-3) 239 93 37
Telex (072) 28567 COMEUTOK J

BELGIQUE/BELGIË

Bruxelles/Brussel
Commission des Communautés
européennes
Commissie van de Europese
Gemeenschappen
Bureau en Belgique/Bureau in België
Rue Archimèdestraat 73
B-1040 Bruxelles/Brussel
Tél.: (32-2) 295 38 44
Fax: (32-2) 295 01 66
Télex: 26657 COMINF B

DANMARK

København
Kommissionen for De Europæiske
Fællesskaber
Kontor i Danmark
Højbrohus
Østergade 61
Postbox 144
DK-1004 København K
Tlf.: (45-33) 14 41 40
Telefax: (45-33) 11 12 03/14 13 92
Telex: (055) 16402 COMEUR DK

FRANCE

Paris
Commission des Communautés
européennes
Bureau de représentation en France
288, boulevard Saint-Germain
F-75007 Paris
Tél.: (33-1) 40 63 40 99
Fax: (33-1) 45 56 94 17/19
Télex: (042) CCEBRF202271F

Marseille

Commission des Communautés
européennes
Bureau à Marseille
2, rue Henri-Barbusse
F-13241 Marseille Cedex 01
Tél.: (33) 91 91 46 00
Fax: (33) 91 90 98 07
Télex: (042) 402538 EURMA

LUXEMBOURG

Commission des Communautés
européennes
Bureau au Luxembourg
Bâtiment Jean Monnet
Rue Alcide De Gasperi
L-2920 Luxembourg
Tél.: (352) 43 01-1
Fax: (352) 43 01 44 33
Télex: 3423/3446/3476 COMEUR LU

SUISSE/SCHWEIZ/SVIZZERA

Genève
Commission des Communautés
européennes
Bureau de presse et d'information
Kommission der Europäischen
Gemeinschaften
Presse- und Informationsbüro

Commissione delle Comunità europee
Ufficio stampa e informazione
Case postale 195
37-39, rue de Vermont
CH-1211 Genève 20 CIC
Tél.: (41-22) 734 97 50
Fax: (41-22) 734 22 36
Télex: (045) 414 165 ECOM CH

BR DEUTSCHLAND

Bonn
Kommission der Europäischen
Gemeinschaften
Vertretung in der Bundesrepublik
Deutschland
Zitelmannstraße 22
D-5300 Bonn 1
Tel.: (49-228) 53 00 90
Fax: (49-228) 530 09 50/12
Telex: (041) 886648 EUROP D

Berlin

Kommission der Europäischen
Gemeinschaften
Vertretung in der Bundesrepublik
Deutschland
Außenstelle Berlin
Kurfürstendamm 102
D-W-1000 Berlin 31
Tel.: (49-30) 896 09 30
Fax: (49-30) 892 20 59
Telex: (041) 184015 EUROP D

München

Kommission der Europäischen
Gemeinschaften
Vertretung in der Bundesrepublik
Deutschland
Vertretung in München
Erhardtstraße 27
D-8000 München 2
Tel.: (49-89) 202 10 11
Fax: (49-89) 202 10 15
Telex: (041) 5218135

ESPAÑA

Madrid
Comisión de las Comunidades
Europeas
Oficina en España
Calle de Serrano, 41, 5.ª,
E-28001 Madrid
Tel.: (34-1) 435 17 00/435 15 28
Telecopia: (34-1) 576 03 87/577 29 23
Télex: (052) 46818 OIPE E

Barcelona

Comisión de las Comunidades
Europeas
Oficina en España
Avenida Diagonal, 407 bis, 18.ª
E-08008 Barcelona
Tel.: (34-3) 415 81 77
Telecopia: (34-3) 415 63 11
Télex: (34-3) 4157044

VENEZUELA

Caracas
Comisión de las Comunidades
Europeas
Delegación
Calle Orinoco, Las Mercedes
Apartado 67 076,
Las Américas 1061A
Caracas
Tel.: (58-2) 91 51 33
Telecopia: (58-2) 91 88 76
Télex: (031) 27298 COMEU VC

ΕΛΛΑΔΑ

Αθήνα
Επιτροπή των Ευρωπαϊκών
Κοινοτήτων
Γραφείο στην Ελλάδα
Βασιλίσσης Σοφίας 2
ΤΘ 30284
GR-10674 Αθήνα
Τηλ.: (30-1) 724 39 82/83/84
Τέλεφαξ: (30-1) 724 46 20
Τέλεξ: (0601) 219324 ECAT GR

ITALIA

Roma
Commissione delle Comunità europee
Ufficio in Italia
Via Poli, 29
I-00187 Roma
Tel.: (39-6) 699 11 60
Telecopia: (39-6) 679 16 58/52
Telex: (043) 610184 EUROMA I

Milano

Commissione delle Comunità europee
Ufficio a Milano
Corso Magenta, 59
I-20123 Milano
Tel.: (39-2) 480 15 05/06/07/08
Telecopia: (39-2) 481 85 43
Telex: (043) 316200 EURMIL I

NEDERLAND

Den Haag
Commissie van de Europese
Gemeenschappen
Bureau in Nederland
Korte Vijverberg 5
2513 AB Den Haag
Nederland
Tel.: (31-70) 346 93 26
Telecopie: (31-70) 364 66 19
Telex: (044) 31094 EURCO NL

PORTUGAL

Lisboa
Comissão das Comunidades
Europeias
Gabinete em Portugal
Centro Europeu Jean Monnet
Largo Jean Monnet, 1-10.º
P-1200 Lisboa
Tel.: (351-1) 54 11 44
Telecopiador: (351-1) 55 43 97
Telex: (0404) 18810 COMEUR P

**Venta y suscripciones • Salg og abonnement • Verkauf und Abonnement • Πωλήσεις και συνδρομές
Sales and subscriptions • Vente et abonnements • Vendita e abbonamenti
Verkoop en abonnementen • Venda e assinaturas**

BELGIQUE / BELGIË

Moniteur belge / Belgisch Staatsblad
Rue de Louvain 42 / Leuvenseweg 42
B-1000 Bruxelles / B-1000 Brussel
Tél. (02) 512 00 26
Fax (02) 511 01 84

Autres distributeurs /
Overige verkooppunten

**Librairie européenne/
Europese boekhandel**

Rue de la Loi 244/Wetstraat 244
B-1040 Bruxelles / B-1040 Brussel
Tél. (02) 231 04 35
Fax (02) 735 08 60

Jean De Lannoy

Avenue du Roi 202 /Koningstraat 202
B-1060 Bruxelles / B-1060 Brussel
Tél. (02) 538 51 69
Télex 63220 UNBOOK B
Fax (02) 538 08 41

Document delivery:

Credoc

Rue de la Montagne 34 / Bergstraat 34
Bte 11 / Bus 11
B-1000 Bruxelles / B-1000 Brussel
Tél. (02) 511 69 41
Fax (02) 513 31 95

DANMARK

J. H. Schultz Information A/S

Herstedvang 10-12
DK-2620 Albertslund
Tlf. 43 63 23 00
Fax (Sales) 43 63 19 69
Fax (Management) 43 63 19 49

DEUTSCHLAND

Bundesanzeiger Verlag

Breite Straße 78-80
Postfach 10 80 06
D-W-5000 Köln 1
Tel. (02 21) 20 29-0
Telex ANZEIGER BONN 8 882 595
Fax 2 02 92 78

GREECE/ΕΛΛΑΔΑ

G.C. Eleftheroudakis SA

International Bookstore
Nikis Street 4
GR-10563 Athens
Tel. (01) 322 63 23
Telex 219410 ELEF
Fax 323 98 21

ESPAÑA

Boletín Oficial del Estado

Trafalgar, 29
E-28071 Madrid
Tél. (91) 538 22 95
Fax (91) 538 23 49

Mundi-Prensa Libros, SA

Castelló, 37
E-28001 Madrid
Tel. (91) 431 33 99 (Libros)
431 32 22 (Suscripciones)
435 36 37 (Dirección)
Télex 49370-MPLI-E
Fax (91) 575 39 98

Sucursal:

Librería Internacional AEDOS

Consejo de Ciento, 391
E-08009 Barcelona
Tel. (93) 482 34 92
Fax (93) 487 76 59

**Librería de la Generalitat
de Catalunya**

Rambla dels Estudis, 118 (Palau Moja)
E-08002 Barcelona
Tel. (93) 302 68 35
302 64 62
Fax (93) 302 12 99

FRANCE

**Journal officiel
Service des publications
des Communautés européennes**

26, rue Desaix
F-75727 Paris Cedex 15
Tél. (1) 40 58 75 00
Fax (1) 40 58 77 00

IRELAND

Government Supplies Agency

4-5 Harcourt Road
Dublin 2
Tel. (1) 61 31 11
Fax (1) 78 06 45

ITALIA

Licosa SpA

Via Duca di Calabria 1/1
Casella postale 552
I-50125 Firenze
Tel. (055) 64 54 15
Fax 64 12 57
Telex 570466 LICOSA I

GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG

Messageries du livre

5, rue Raiffeisen
L-2411 Luxembourg
Tél. 40 10 20
Fax 40 10 24 01

NEDERLAND

SDU Overheidsinformatie

Externe Fondsen
Postbus 20014
2500 EA 's-Gravenhage
Tel. (070) 37 89 911
Fax (070) 34 75 778

PORTUGAL

Imprensa Nacional

Casa da Moeda, EP
Rua D. Francisco Manuel de Melo, 5
P-1092 Lisboa Codex
Tel. (01) 69 34 14

Distribuidora de Livros

Bertrand, Ld.ª

Grupo Bertrand, SA
Rua das Terras dos Vales, 4-A
Apartado 37
P-2700 Amadora Codex
Tel. (01) 49 59 050
Telex 15798 BERDIS
Fax 49 60 255

UNITED KINGDOM

HMSO Books (Agency section)

HMSO Publications Centre
51 Nine Elms Lane
London SW8 5DR
Tel. (071) 873 9090
Fax 873 8463
Telex 29 71 138

ÖSTERREICH

**Manz'sche Verlags-
und Universitätsbuchhandlung**

Kohlmarkt 16
A-1014 Wien
Tel. (0222) 531 61-0
Telex 112 500 BOX A
Fax (0222) 531 61-39

SUOMI/FINLAND

Akateeminen Kirjakauppa

Keskuskatu 1
PO Box 128
SF-00101 Helsinki
Tel. (0) 121 41
Fax (0) 121 44 41

NORGE

Narvesen Info Center

Bertrand Narvesens vei 2
PO Box 6125 Etterstad
N-0602 Oslo 6
Tel. (22) 57 33 00
Telex 79668 NIC N
Fax (22) 68 19 01

SVERIGE

BTJ

Tryck Traktorvägen 13
S-222 60 Lund
Tel. (046) 18 00 00
Fax (046) 18 01 25
30 79 47

SCHWEIZ / SUISSE / SVIZZERA

OSEC

Stampfenbachstraße 85
CH-8035 Zürich
Tel. (01) 365 54 49
Fax (01) 365 54 11

ČESKÁ REPUBLIKA

NIS ČR

Havelkova 22
130 00 Praha 3
Tel. (2) 235 84 46
Fax (2) 235 97 88

MAGYARORSZÁG

Euro-Info-Service

Club Sziget
Margitsziget
1138 Budapest
Tel./Fax 1 111 60 61
1 111 62 16

POLSKA

Business Foundation

ul. Krucza 38/42
00-512 Warszawa
Tel. (22) 21 99 93, 628-28-82
International Fax&Phone
(0-39) 12-00-77

ROMÂNIA

Euromedia

65, Strada Dionisie Lupu
70184 Bucuresti
Tel./Fax 0 12 96 46

BÄLGARIJA

Europress Klassica BK Ltd

66, bd Vitosha
1463 Sofia
Tel./Fax 2 52 74 75

RUSSIA

Europe Press

20 Sadovaja-Spasskaja Street
107078 Moscow
Tel. 095 208 28 60
975 30 09
Fax 095 200 22 04

CYPRUS

**Cyprus Chamber of Commerce and
Industry**

Chamber Building
38 Grivas Dhigenis Ave
3 Deligiorgis Street
PO Box 1455
Nicosia
Tel. (2) 449500/462312
Fax (2) 458630

TÜRKIYE

**Pres Gazete Kitap Dergi
Pazarlama Dağıtım Ticaret ve sanayi
AŞ**

Narlibahçe Sokak N. 15
Istanbul-Cağaloğlu
Tel. (1) 520 92 96 - 528 55 66
Fax 520 64 57
Telex 23822 DSVO-TR

ISRAEL

ROY International

PO Box 13056
41 Mishmar Hayarden Street
Tel Aviv 61130
Tel. 3 496 108
Fax 3 544 60 39

**UNITED STATES OF AMERICA /
CANADA**

UNIPUB

4611-F Assembly Drive
Lanham, MD 20706-4391
Tel. Toll Free (800) 274 4888
Fax (301) 459 0056

CANADA

Subscriptions only
Uniquement abonnements

Renouf Publishing Co. Ltd

1294 Algoma Road
Ottawa, Ontario K1B 3W8
Tel. (613) 741 43 33
Fax (613) 741 54 39
Telex 0534783

AUSTRALIA

Hunter Publications

58A Gipps Street
Collingwood
Victoria 3066
Tel. (3) 417 5361
Fax (3) 419 7154

JAPAN

Kinokuniya Company Ltd

17-7 Shinjuku 3 Chome
Shinjuku-ku
Tokyo 160-91
Tel. (03) 3439-0121

Journal Department

PO Box 55 Chitose
Tokyo 156
Tel. (03) 3439-0124

SOUTH-EAST ASIA

Legal Library Services Ltd

STK Agency
Robinson Road
PO Box 1817
Singapore 9036

**AUTRES PAYS
OTHER COUNTRIES
ANDERE LÄNDER**

**Office des publications officielles
des Communautés européennes**

2, rue Mercier
L-2985 Luxembourg
Tel. 499 28-1
Telex PUBOF LU 1324 b
Fax 48 85 73/48 68 17

Price (excluding VAT) in Luxembourg: Single copy ECU 21/Subscription ECU 54



OFICINA DE PUBLICACIONES OFICIALES DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS
KONTOR ET FOR DE EUROPÆISKE FÆLLESSKABERS OFFICIELLE PUBLIKATIONER
AMT FÜR AMTLICHE VERÖFFENTLICHUNGEN DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN
ΥΠΗΡΕΣΙΑ ΕΠΙΣΗΜΩΝ ΕΚΔΟΣΕΩΝ ΤΩΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΩΝ ΚΟΙΝΟΤΗΤΩΝ
OFFICE FOR OFFICIAL PUBLICATIONS OF THE EUROPEAN COMMUNITIES
OFFICE DES PUBLICATIONS OFFICIELLES DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES
UFFICIO DELLE PUBBLICAZIONI UFFICIALI DELLE COMUNITÀ EUROPEE
BUREAU VOOR OFFICIËLE PUBLIKATIES DER EUROPESE GEMEENSCHAPPEN
SERVIÇO DAS PUBLICAÇÕES OFICIAIS DAS COMUNIDADES EUROPEIAS



CS-BI-93-001-4H-C