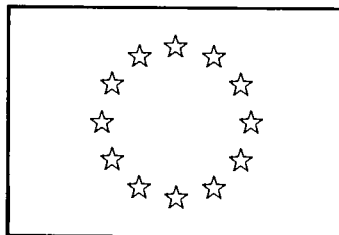

ENERGY IN EUROPE

LA ENERGÍA EN EUROPA

ENERGIE IN EUROPA

ÉNERGIE EN EUROPE

ENERGY POLICIES AND
TRENDS IN THE EUROPEAN COMMUNITY



27

DECEMBER 1996

PROVISIONAL ISSUE

ENERGY IN EUROPE

LA ENERGÍA EN EUROPA

ENERGIE IN EUROPA

ÉNERGIE EN EUROPE

ENERGY POLICIES AND
TRENDS IN THE EUROPEAN COMMUNITY

27

DECEMBER 1996

PROVISIONAL ISSUE

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

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

Tel: 32-2-295.2879
Fax: 32-2-295.0150
Telex: COMEU B 21877
E-Mail: info@bxl.dg17.cec.be
World Wide Web (Internet) site: <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/dg17home.htm>

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

Manuscript completed on November 1996

Luxembourg: Office for Official Publications
of the European Communities, 1996

Reproduction of contents is subject to
acknowledgement of the source.

Printed in Italy.

CONTENTS

GUEST KEYNOTE ARTICLE

Priorities of the Irish Presidency in the field of Energy..... 1 (Guest article by Emmet Stagg, Irish Minister of State for Transport, Energy & Communications)
--

DG XVII welcomes its new Director General : Pablo Benavides	4
---	---

ENERGY IN THE EUROPEAN UNION

Is there a future for Coal in Europe ?	6
The Market for Solid Fuels in the Community in 1995 and the Outlook for 1996.....	19
The legal Framework of the European Atomic Energy Community's common Supply Policy in Nuclear Materials in the light of the ENU and KLE Cases	21
Electricity Deregulation in the European Union	28
The European Nuclear Industry in the Context of the European Union	38
Community News	
<i>Progress at Energy Council Meeting</i>	46
Document Update	62

ENERGY IN EUROPEAN UNION PROGRAMMES

Energy Management Agencies: A Tool for Towns and Regions	64
--	----

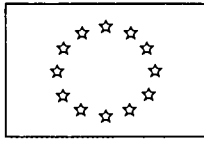
THE EUROPEAN UNION AND THE ENERGY WORLD

Information on the International Aspects of Public Procurement Contracts in the Energy sector - Consequences of the GATT Agreement on Government Procurement.....	67
Prospects for Geothermal Energy in Latin America.....	73
Mercosur's integrated Energy Policy	76
DG XVII's Work on Oil and Gas Exploration and Production in the Former Soviet Union	83

SELECTION OF TRANSLATIONS FROM NO 26

España y la política energética de Europa	87
Conferencia sobre la financiación de proyectos de energía en la cuenca mediterránea	91
Electricidad y desarrollo sostenible	96
La financiación por un tercero: un interesante incentivo para invertir en eficiencia energética	100

El programa Thermie y el Libro blanco de la Comisión sobre el crecimiento, la competitividad y el empleo.....	103
Discours prononcé lors de la 4ème Conférence internationale de l'Energie à Puerto la Cruz, Venezuela.....	106
Introduction de techniques de planification énergétique rationnelle dans l'Union européenne : Le rôle de la gestion intégrée des ressources.....	111
Réseaux transeuropéens d'énergie : l'Union européenne et les pays d'Europe centrale et orientale.....	117
Une politique communautaire de l'Energie en devenir	121
Contribution européenne à l'élimination des surplus de plutonium militaire russe.....	128
L'approvisionnement en gaz et ses perspectives dans la Communauté européenne - Communication de la Commission (COM(95) 478 final)	131
Schweden als Energieland und als Mitglied der Europäischen Union	154
Die Rolle und die Aufgaben von Euratom bei der Friedlichen Nutzung der Kernenergie	161
Der Markt für feste Brennstoffe in der Gemeinschaft 1995 und Aussichten für 1996.....	166
Eine Kosten-Nutzen-Analyse für Thermie-Projekte.....	175
Die Zusammenarbeit zwischen Euratom und der Russischen Föderation in den Bereichen Kernmaterialbuchführung und Kontrolle sowie Sicherheitsüberwachung	183
Kongress der Internationalen Vereinigung für Nukleares Recht	191
Die Gasversorgung der Europäischen Gemeinschaft und zukünftige Perspektiven - Mitteilung der Kommission (COM(95) 478 endg)	194
NOTICE TO READERS :	
Europa : The World Wide Web (Internet) site of the European Institutions	218



EUROPEAN COMMISSION

DIRECTORATE GENERAL XVII

ENERGY

Information Group

Energy in Europe

Brussels, 9 December 1996

Ref:

XVII/info/RAB96080

To Readers of *Energy in Europe*

We are sorry that N° 27 of our magazine not only appears rather later than usual, but also in a provisional duplicated format. This has been due to the time needed to implement alternative internal financing arrangements, but above all to the fact that an exceptional number of substantial special issues and supplements has been produced in 1996 - the White Paper on Energy Policy at the beginning of the year, followed by the complete '2020' scenario study and its summary brochure (in three and five languages respectively), and more recently the 1996 Annual Energy Review.

As from N° 28 our magazine will appear in an improved and more attractive format, with more recourse to colour graphics and illustrations. Arrangements have also been made to allow printing within a shorter time of editorial closing, meaning that both news and articles will be fresher.

A further reason for the difficulties in 1996 has been the setting up of DG XVII's Internet site in the shape of Webpages which first went on line in June, under the EU Inter-Institutional server 'EUROPA'. A reminder of the Internet address and other details can be found at the end of this issue. We gather from the rapidly growing number of E-mail enquiries we receive that many readers of the magazine also frequently consult our webpages. These are updated usually every fourteen days and more frequently in the case of important developments in the energy field at European level.

DG XVII is thus pleased to offer all those concerned with European energy policy two complementary means of information - one more in depth, the other offering the advantages of very prompt publication.

mail: 200, Rue de la Loi 200, B-1049 Brussels, Belgium (Terv 6.7);

office: 226-236 Ave. de Tervueren, 1150 Brussels

Telephone: exchange (+32-2)299.11.11, direct line 295 2879; 295 5452 - Fax: 295 0150 (DG XVII); 296 6017 (direct)

E-mail: info.@bxl.dg17.cec.be 74000.254@compuserve.com

<http://europa.eu.int/en/comm/dg17/dg17home.htm>

Telex: COMEU B 21877. Telegraphic address: COMEUR Brussels.

PRIORITIES OF THE IRISH PRESIDENCY IN THE FIELD OF ENERGY

Emmet Stagg

Irish Minister of State for Transport, Energy and Communications since January 1993

The Irish Presidency of the European Union from July to December 1996 has taken place at a crucially important juncture for the internal market in energy. It has been a priority for our Presidency to make real progress in shaping the internal market so that it can become a reality as quickly as possible. The development of a renewable energy strategy¹ was chosen as a priority because it offers enormous potential from a number of perspectives - security of supply, industrial development, employment creation and environmental protection. Linked in with this is the issue of energy and climate change on which the Irish Presidency has taken an initiative with a view to Energy Ministers participating in the development of climate change objectives.

INTERNAL MARKET IN ELECTRICITY

At the end of the preceding Italian Presidency, the Council of Ministers reached a common position on extending the single market in the electricity sector. The intensive and extensive debate on this dossier reflected the wide variations in the origins, ownership and structure of the electricity industries in the Member States. The arrangements which have been agreed represent a fine balance between these various interests.

¹ See Green Paper, COM(96)576, 20.11.96 (available from the Editor or via the DG 17 Internet site in Europa (see article on this subject in this issue).

I look forward to hearing Parliament's views shortly on the common position adopted at Council and hope that together we can bring this to a successful conclusion quickly and thus allow change to proceed in a measured way in this vital sector of the economy.

INTERNAL MARKET IN GAS

The adoption of a common position on the Electricity Directive has enabled the Irish Presidency to focus on the proposal for a Directive concerning common rules for the internal market in natural gas. During our Presidency considerable progress has been made on this proposal. We have prepared a compromise text based on the views expressed by Member States in initial discussions on the proposal and also on views obtained in the wide ranging consultations we have engaged in.

Establishing the internal market in gas will increase the efficiency of the sector while reinforcing security of supply through diversification. In our deliberations on this dossier so far we have identified a number of key issues, the most important of which is the issue of access to the gas networks. It is recognised that, in order to establish the internal market in gas, there must be a significant opening of the market. Naturally, there is a diversity of views on how this can be achieved, what the threshold should be and who should be eligible.

A related issue is the necessity to provide for transparency to ensure access to the gas networks on fair and equitable terms. There is strong agreement that provisions to deal with this subject and to protect the confidentiality of commercially sensitive information are required in the Directive. There is also the subject of providing for public service obligations

and there is a high degree of agreement in this area. A further key issue is how to cope with long-term take-or-pay contracts which are a major part of the gas industry. Considerable progress has been made in addressing these key issues during the Irish Presidency and I am confident that this will hasten the conclusion of the internal market in natural gas.

The importance of natural gas in the Community energy market and the need to ensure secure, diversified and competitive supplies will also mean that substantial investment in gas projects will be necessary both in the EU and in the supplying and transit countries. The continued development of Trans-European Networks in the energy sector will be of great importance in this regard.

RENEWABLE ENERGY

An area of growing importance in EU energy policy is the need to develop and exploit indigenous and renewable energy resources which are necessary, in my opinion, to ensure our security of supply and long-term competitiveness. This can also make an important contribution to a sustainable and ecologically responsible economic policy.

The Commission's White Paper on Energy promises a strategy on renewable energy. Both I and the Minister have put a lot of effort into ensuring that this strategy is developed as a matter of urgency and I am happy to say that the Commission have made considerable progress in this area. I believe it is very important that the EU develops a sound strategy on renewables that will successfully exploit the plentiful resources that exist within the Union, lead to the development of a strong and competitive renewable energy industry with consequent employment and technology export benefits, reduce the growing need for imported fuels, enhance security of supply and contribute to enhanced protection of the environment.

The optimum exploitation of our renewable energy resources can only happen within the framework of a clear, supportive and self-sustaining renewable energy strategy. It is important that such a strategy also addresses the obstacles associated with increased development of renewables, most notably the cost of their exploitation and a general lack of knowledge about their potential which must be overcome if essential investor and consumer confidence is to be achieved.

The use of renewable energy is an important part of the solution to our energy problems and will become a

major element of our future energy structure. This is why the Presidency decided to hold an Open Debate on renewables during the Energy Council meeting in December.

ENERGY AND CLIMATE CHANGE

The need for consistency and co-ordination between energy policy and climate change mitigation policy is an important element of energy policy having regard to the obligations deriving from the UN Framework Convention on Climate Change. Arising from the Berlin Mandate process, negotiation of a protocol will begin shortly with a view to agreement being reached by the end of 1997 on greenhouse gas commitments for the post-2000 period.

Energy Ministers recognise that the development of energy policy is of great importance in arriving at appropriate responses to the challenges of climate change. The Irish Presidency has considered it timely for Energy Ministers to reflect on the energy dimension of the developing debate on climate change with a view to participating in a meaningful way in the development and realisation of realistic climate change objectives.

EXTERNAL ASPECTS

Looking to the future, the importance of the external aspect of the European Union's energy policy cannot be over-emphasised. The increasing trend towards the globalisation of markets, including energy markets, presents both challenges and opportunities for the energy sector. Community dependence on foreign energy sources will almost inevitably continue to increase, and this increased trade in energy, underpinned by the Energy Charter's commitment to the liberalisation of trade and investment in energy, can be one of the main instruments to support positive economic, social and political development in regions that are of strategic importance for our energy supply. I see this as being an area that will require particular attention in the future.

CONCLUSION

The issues which Ireland has chosen to prioritise during our Presidency will, I am sure, help us in moving towards the realisation of the internal market in energy. The development of a vibrant and self-

sustaining renewables sector and the contribution of energy policy makers to the development and realisation of climate change objectives must also be key elements in our future energy strategy. I hope that

the progress made in these areas during the Irish Presidency will contribute to a more responsive energy policy that will be to the benefit of all our citizens. 6

DG XVII WELCOMES ITS NEW DIRECTOR GENERAL

On 1 September 1996 Mr Pablo Benavides assumed his new responsibilities as the Commission's Director-General for Energy, in succession to Mr Ramon de Miguel who had returned to Spain earlier in the year to become Secretary of State for European Affairs in Mr José Maria Aznar's government. DG XVII is very happy to welcome him, following a number of years as a Spanish diplomat, latterly concerned with his country's accession in the mid-eighties, and thereafter in the Commission as Director in the Directorate-General for External Relations, including responsibility for cooperation with the countries of Central Europe and of the CIS. Energy in Europe follows custom in publishing his biography.

♦ Law degree at the Central University, Madrid, 1959;

♦ Passed the entry competition for the school for international officials, Madrid, 1962;

♦ Appointed Secretary in the Diplomatic Service, 1964;

♦ Secretary to the Inter-ministerial Committee and to the Spanish Delegation responsible for negotiations with the (then) EEC, in the Ministry of Foreign Affairs (1966-68);

♦ Counsellor in the Spanish Embassy to Tunisia (1968-72): economic, technical, and trade cooperation;

♦ Counsellor in the Spanish Embassy to Morocco (1972-75) with these same responsibilities;

♦ Secretary to the joint Spain-EEC Commission, with the rank of Counsellor in the Diplomatic Service, in the Spanish Mission to the European Communities, Brussels (1975-78);



Pablo Benavides

♦ Director of the private office of the Minister of European Affairs, Sr Calvo Sotelo (1978/9);

♦ Secretary to the Negotiating Conference and in the Delegation for the Spanish accession negotiations (1979-81);

- ◆ Ministry Plenipotentiary in the Spanish Embassy to France, in charge of economic and commercial matters (1981-86);
- ◆ Director in the Commission's Directorate-General for External Relations, responsible for relations with EFTA and the (then) state-trading countries, and Commission Representative to the CSCE (1986-89);
- ◆ Director of the PHARE task force; responsible for relations state-trading countries, and Commission Representative to the CSCE (1990);
- ◆ Director responsible for relations with the CEEC and the USSR, and for multilateral questions concerning these countries; G-24 coordination¹; Commission Representative to the CSCE (1990-1992);
- ◆ Director in charge of relations with the Newly Independent States and the TACIS programme (1992-94);
- ◆ Director in the (newly created) Directorate-General for External Political Relations, in charge of relations with the countries of Europe and the Commonwealth of Independent States (1994);
- ◆ Director in the Directorate-General for External Political Relations in charge of Directorate Europe: III (ex-Yugoslavia, Turkey, Cyprus, Malta, Albania, the European Economic Area (Iceland, Liechtenstein, and Norway), and Switzerland. □

¹ for which the Commission was made responsible as regards Technical Assistance and other cooperation at the July 1989 'Sommet de l'Arche' European Council meeting in Paris.

IS THERE A FUTURE FOR COAL IN EUROPE ?

*adapted from a presentation at the CoalTrans South Africa Conference,
Republic of South Africa, 26-28 March 1996*

Ch. Cleutinx, DG XVII
Head of Solid Fuels Unit

Has Europe turned its back on the energy source which powered the industrial revolution or is it too early to write off coal as an important element of Europe's energy balance into the future?

Will gas replace coal as the foremost fuel for Europe's electricity generating industry?

What are the Commission's short and long term forecasts for the use of coal?

Will there continue to be an expanding market for coal imports into Europe?

In order to be in a position to try to address these questions, one has first to examine the results of the recent discussions on energy policy that have been taking place in Europe.

THE COMMISSION'S WHITE PAPER ON "AN ENERGY POLICY FOR THE EUROPEAN UNION".

The debate on energy in the Community was triggered at the beginning of 1995 by the publication of the Commission's Green Paper "For a European Union Energy Policy". This discussion document launched a wide-ranging debate within the European Community on the role and objectives of an energy policy within a competitive market economy; discussions involving not only the European Commission and the various national governments, but also the energy-producing

and consuming industries, the trade unions, and social, political, consumer and environmental groups.

This debate has covered issues which are of vital importance to any advanced industrial economy wishing to promote an integrated and sustainable development strategy. Energy is, after all, a raw material of strategic importance for our industries, for our quality of life and for the creation of employment.

Indeed, three crucial energy objectives were easily identifiable from the start:

- Competitiveness,
- Security of Supply
- and the Environment.

In other words, providing:

- energy at the lowest cost;
- energy which is secure;
- and energy which is clean.

The question of how to reconcile these three objectives have formed a key part of the discussions and have centred on issues such as:

♦ *How to ensure that the Community's energy supplies remain affordable, stable and diverse whilst, at the same time, take account of the considerable public pressure for more stringent measures to protect the environment?*

♦ *How to ensure that, in the event of a deterioration in the currently favourable international energy environment, the Member States of the European Union do not adopt policies which would be mutually incompatible?*

As a result of the debate, the Commission approved the now well-known White Paper on 13 December 1995¹

¹ *Supplement to Energy in Europe (COM(95) 682 final).*

which marks a second and more important stage. This policy-oriented document underlines the need to establish a common framework for the co-operation between Member States on energy policy issues in order to achieve jointly defined aims. Secondly, it proposes an indicative Work Programme for the Community that could play an important role in achieving agreed common objectives.

As regards to solid fuels, the Commission's White Paper is optimistic at a world level. Since much of the world's vast reserves of solid fuel can be brought to the market at considerably lower cost than the other main sources of primary energy, coal can be expected to maintain its share of global energy supply due to its inherent price advantage.

The White Paper recognises that a regular supply of solid fuels to the electricity sector is necessary to ensure a sufficiently diverse fuel mix for the generation of electricity. With the Community's level of import dependency forecast to increase, there is an explicit recognition that the characteristics of the world coal market, with the large diversity of suppliers, is such that the risk of a persistent interruption of supplies is minimal. The Community's role is to contribute to maintaining these conditions by reinforcing the level of international co-operation in the sector.

There is also a clear task outlined for the Commission in ensuring that the greatest possible share of Community indigenous solid fuels production is competitive. The White Paper indicates that, if the recent changes implemented by the sector are continued, there is a real possibility that an important share of the domestic production of solid fuels will be fully competitive at world market prices in the next decade.

There is also a clear recognition that action has to be pursued to develop and implement even more efficient combustion technologies in order to ensure that solid fuels maintain their market share.

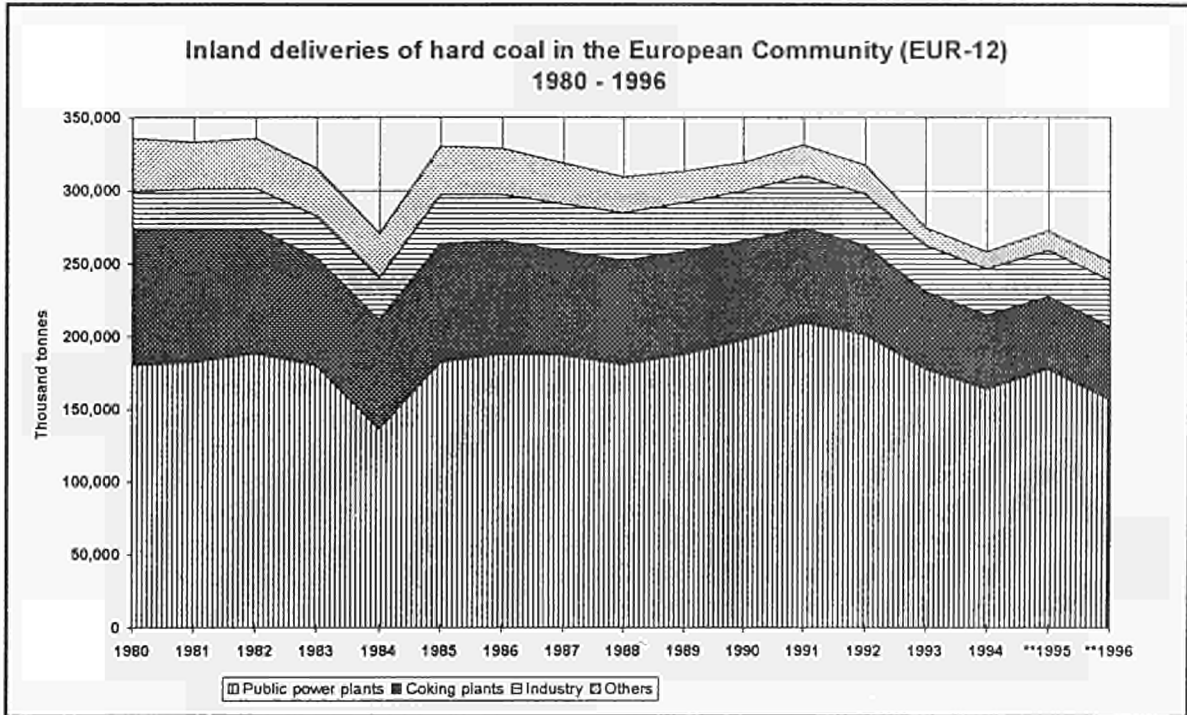
THE MARKET FOR COAL IN EUROPE - THE SHORT TERM FORECASTS.

This challenge is reflected even in the short term forecasts that the Commission regularly carries out.

Coal consumption.

Whilst the inland deliveries of hard coal within the European Community of 12 Member States remained fairly constant throughout the 1980's and early years of the 1990's, in absolute terms, around 320 to 330 million tonnes, the market share of hard coal declined slowly as the total energy demand increased. However, from an exceptional high point of over 331 million tonnes in 1991 (which included an extra 2.5 million tonnes due to the incorporation that year of the new German Länder into the Community), inland deliveries of hard coal have dropped sharply. In 1992, deliveries were back down to 318 million tonnes, whilst in 1993 deliveries declined dramatically to 275 million tonnes and to 258 million tonnes in 1994. Whilst this can be partly explained by the economic slowdown, it was also the result of a substantial reduction in the high levels of coal stocks held by the electricity generating industry as well as the increased penetration of natural gas into this sector.

Provisional figures for the twelve Member States for 1995 appear to indicate a temporary recovery to 272 million tonnes, but the first estimates for the current year would indicate that the overall trend continues to be downwards, with total inland deliveries estimated at 251 million tonnes.



** Date for 1995 and 1996 are estimates provided by the Member States.
Note: figures from 1991 onwards include the new German Länder.

The expansion of the European Community to 15 Member States at the beginning of 1995 has increased inland deliveries of coal by some 12.5 million tonnes, over half of which are accounted for by Finland. This would mean an anticipated total of about 265 million tonnes for total inland deliveries in the Community for 1996.

Examining the estimates for 1995 in detail, it is evident that the increase of 13.1 million tonnes (or 7.2%) in deliveries to the public power stations more than compensated the falls seen in all the other consumer sectors such as cokeries (-0.3 million tonnes), "other industries" (-0.8 million tonnes) and the domestic sector (-1.2 million tonnes). More than 50% of the increase in deliveries was accounted for by the UK, with France and Italy responsible for most of the rest.

The initial forecasts for 1996 point to a renewed drop in deliveries of 20.3 million tonnes, to a new low of 264.8 million tonnes. Whilst all sectors are expected to witness a decline in demand, the power generation sector is expected to be the most important with a decrease of 20.1 million tonnes.

A few words of caution should, however, be added to these forecasts. The main coal consuming sector, the electricity generation sector, largely determines the trend of coal deliveries. National forecasts do tend to treat coal as a "residual fuel" required to supply projected total energy demand after determined amounts available from other fuels or energy sources have been supplied. Therefore, variations in the performance of hydro-electric or nuclear plants can introduce large swings in coal projections.

In addition, these figures for deliveries do not take account of the movement of stocks held by the electricity generating sector. The level of stocks which, at the end of 1993, stood at nearly 70 million tonnes for EUR-12 (which was equal to 44% of total Community coal production for that year), has been considerably reduced since then. For 1994, stocks at the power stations were some 20 million tonnes less and preliminary figures for 1995 for EUR-12 would suggest a further, albeit less dramatic, reduction. Together, these figures indicate that actual levels of coal consumption were somewhat higher for 1994 and 1995 than would at first appear from the figures for inland deliveries.

COMPARISON OF THE MAIN FEATURES OF THE SOLID FUEL MARKET - EUR 15 (million tonnes)					
	1994 actual	1995 estimates	1996 forecast	1995/94 (%)**	1996/95 (%)**
HARD COAL					
Resources					
- Production	131,4	137,5	128,4	4,6	-6,6
- Recoveries	1,7	1,6	2,0	-5,2	26,7
- Imports from third countries	131,5	138,9	137,9	5,7	-0,7
Total	264,6	278,0	268,3	5,1	-3,5
Deliveries					
- To coking plants	51,8	51,5	51,8	-0,5	0,6
- To power stations*	182,3	195,4	175,3	7,2	-10,3
- To others	41,1	38,2	37,7	-7,1	-1,2
- Exports to third countries	0,4	0,3	0,2	-10,7	-28,4
Total	275,5	285,1	264,8	3,5	-7,1
COKE					
Resources					
- Production	39,6	42,4	41,8	7,1	-0,6
- Imports from third countries	4,6	6,3	6,2	36,9	-0,1
Total	44,2	48,7	48,0	10,2	-0,7
Deliveries					
- To steel industry	41,5	44,2	42,9	6,6	-1,3
- Other deliveries within the Community	4,8	4,6	4,5	-5,1	-0,1
- Exports to third countries	0,6	0,5	0,4	-17,7	0,0
Total	46,8	49,2	47,8	5,1	-1,4
LIGNITE AND PEAT					
Resources					
- Production and imports	295,9	280,8	272,5	-5,1	-2,9
Deliveries					
- To briquetting plants	39,3	32,5	31,2	-17,3	-4,0
- To power stations	237,6	229,5	223,4	-3,4	-2,7
- Others (including exports to third countries)	17,6	15,9	15,4	-9,7	-2,9
Total	294,5	277,9	270,0	-5,7	-2,8

(!) The sums may not add up due to rounding.
 * Including industrial and pithead power stations.
 ** The variations are calculated on kt.

Coal in the electricity generating sector.

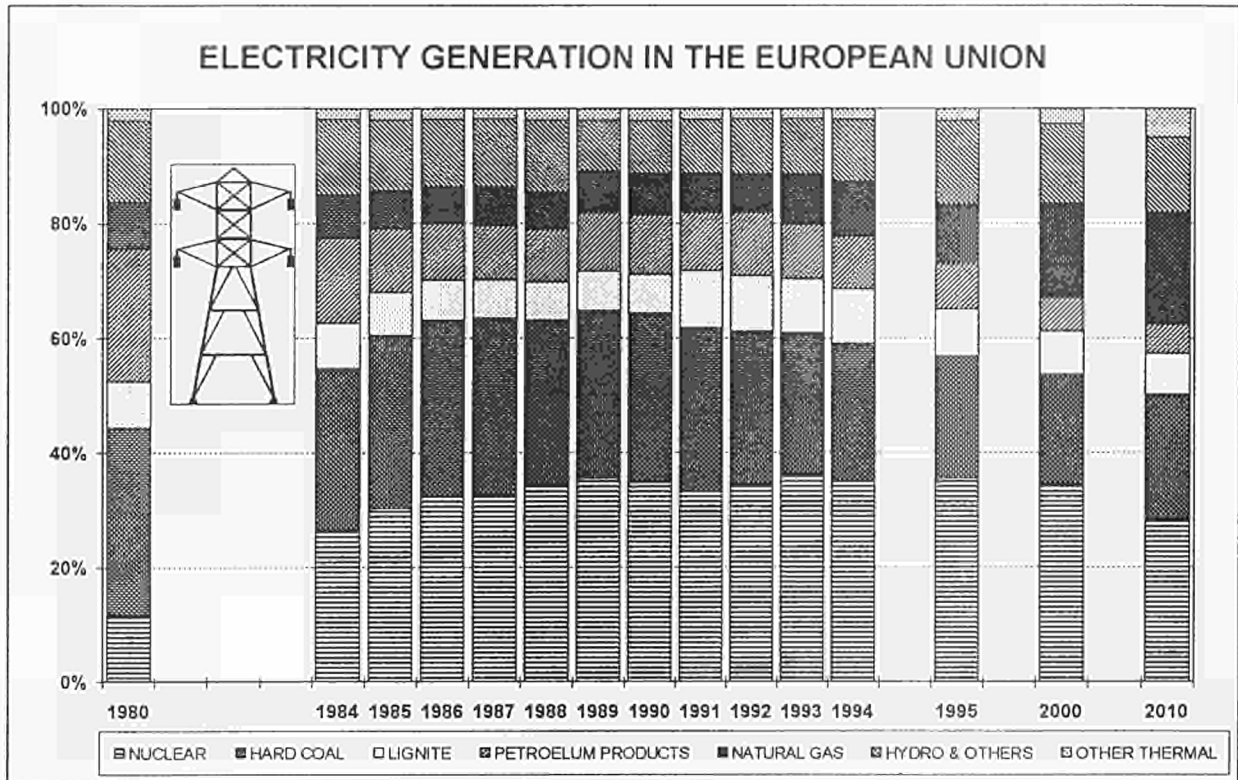
Given that the electricity generating industry is the major consumer of coal in the Community, it is worth examining this sector in greater detail. Electricity demand, measured by gross inland consumption, probably increased by about 2.9% in 1995, a trend which could well continue into 1996 as a result of the anticipated economic growth. The total net electricity available is estimated to have increased by some 2.6% in 1995 due to the growing volume of electricity imports.

Electricity from nuclear and conventional power stations may have increased by about 3% during 1995, whilst hydro may have fallen by about 4% with respect to the previous year, mainly due to the drought in Portugal and Spain. With the heavy rainfall in the winter of 1995/96, output from the

hydro-electric plants in the Iberian peninsula can be expected to increase, to the detriment of fossil fuel powered electricity generation.

With respect to the conventional power stations, natural gas consumption is expected to have seen a spectacular rise of about 8% compared to 1994. This is particularly noticeable in the United Kingdom (+20%), Belgium (+80%), Spain (+30%) and Italy (+20%). On the other hand, solid fuels consumption may have decreased by 2-3% and the consumption of petroleum products increased by 3% compared to 1994.

It is evident, therefore, that the increase in electricity demand has been mostly met by natural-gas fired power stations and nuclear.



1991 onwards includes the new German Länder

1995 onwards are for EUR-15 and are estimates and forecasts supplied by UNIPEDA

Whilst hard coal deliveries to power stations in 1995 were up by 13.5 million tonnes on the previous year, stocks at the public power stations are estimated to have decreased by a mere 1.3 million tonnes to reach a new level of 49 million tonnes for EUR 12 (confirmed figures for the end of August/September 1995), compared to the fall of almost 20 million tonnes in 1994. The main decreases in stocks have occurred in the United Kingdom (-3 million tonnes) and in France (-1 million tonnes), whilst stocks have risen in Italy and Denmark by 1 and 2 million tonnes respectively.

A number of recent developments in the different Member States during 1995 can be highlighted:

- ◆ In the United Kingdom, delays in commissioning the Sizewell B nuclear plant as well as several CCGTs (i.e.: the 684 MW of Little Barford in Bedfordshire and 680 MW Keadby on Humberside) resulted in a higher demand from coal fired power stations.
- ◆ In Denmark, Orimulsion fuel began to be burned during 1995 under contract and may reduce future demand for coal by 1.5 million tonnes per year. Import of electricity also rose significantly.

- ◆ In Spain, the long draught led to considerable increases in electricity demand from coal fired power plants, a situation which will be reversed this year due to the substantial rainfall this winter.

- ◆ Coal demand for power generation grew again in Italy, as the Brindisi South and la Spezia power stations, which had been shut down in 1993 for environmental reasons, re-entered service.

- ◆ In Portugal at Pego, the second coal-fired unit of 300 MW became operational in October 1995, burning imported coal.

- ◆ In Belgium, the rising electricity generation from natural gas led to a lower consumption of hard coal. In addition, a new ten year investment plan for the country's electricity sector was approved which foresees the share of nuclear falling from the current level of 58% to 52%. Gas-fired generation is planned to increase from 11% to 27%, whilst coal-fired generation will drop from 24% to 15%. Overall installed capacity will rise by 1085 MW to about 15,200 MW, since 3743 MW of existing capacity, mostly coal fired units, will have to be replaced

For 1996, as already indicated, current forecasts point to a decrease of 20.1 million tonnes in deliveries to the electricity generating sector. The

most significant reductions are expected in the United Kingdom (-12.7 million tonnes), Germany (-4.8 million tonnes) and Denmark (-2.4 million tonnes), whilst the remaining Member States do not anticipate any variations greater than 0.3 million tonnes in deliveries to power stations, with the sole exception of Finland (+0.9 million tonnes).

Examining the medium terms prospects for the electricity sector, the "International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy" (UNPEDE) in its study on "Investments and Planning in the European Electricity Supply

Industry" expects that electricity consumption will increase at a faster rate than total energy.

Conventional fuels are expected to remain the backbone of electricity generation by 2010, but the mix is shifting in favour of gas. The share of gas fired generation is projected to almost treble reaching a share of about 20% by 2010 and will result in the displacement of coal for base-load generation.

The expected evolution of electricity generation by source during the period 1995-2010 is as follows:

ELECTRICITY GENERATION BY SOURCE - EUR 15 SIGNIFICANCE OF DIFFERENT SOURCES OF FUEL						
	1995		2000		2010	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
• Hydro and other	326	15	343	14	378	13
• Nuclear	788	36	842	34	824	29
• Thermal, of which:	1 101	50	1 259	52	1 695	59
Coal	470	21	467	19	625	22
Lignite	178	8	185	8	208	7
Oil products	180	8	143	6	147	5
Natural gas	226	10	401	16	565	20
Others	46	2	64	3	149	5
TOTAL NET PRODUCTION	2 214	100	2 444	100	2 897	100

Whilst nuclear and hydro are projected to suffer a slight decline in relative importance in favour of fossil fuel fired generation, there are some significant changes to be noted for thermally generated electricity. Coal and lignite are expected to drop in importance up to the year 2000, whilst gas generation is projected to significantly increase over the whole period.

Plant generating capacity in Europe is expected to increase by some 40 GW between 1995 and 2000 to reach 575 GW. Growth in new plant capacity will be dominated by gas fired plant (an increase of 28 GW) with a continuing reduction in coal and oil-fired plant. Growth in nuclear is restricted to France only.

According to the electricity producers, generating capacity is expected to increase by 55 GW between 2000 and 2010 to reach 630 GW. This compares to the projected increase in demand of 70 GW, which would suggest a greater utilisation of existing plant and thus less surplus capacity. The capacity of coal-fired plants is expected to remain fairly constant with new capacities based on clean coal technology replacing those closing. Gas-fired plant (an increase of 20 GW) and gas turbines, including CHP projects (an increase in 10 GW), dominate the growth in new capacity over the period.

In detail, the evolution in maximum net electricity generating capacity as foreseen by UNIPEDE over the next fifteen years is the following:

MAXIMUM NET ELECTRICITY GENERATING CAPACITY IN 1995-2010 - EUR-15						
TYPE OF ORIGIN	1995		2000		2010	
	GW	%	GW	%	GW	%
NUCLEAR	121	22	126	21	118	19
THERMAL MONOVALENT						
Coal	62	12	64	11	70	11
Lignite	30	6	28	5	29	5
Oil	44	8	38	7	35	5
Natural or derived gas	41	8	69	12	89	14
THERMAL POLYVALENT	86	16	90	16	87	14
HYDRO						
Gravity	81	15	83	14	85	13
Pumped and mixed	34	6	35	6	36	6
NEW ENERGIES	7	1	11	2	13	2
GAS TURB., DIESEL, etc.	20	4	21	4	31	5
NOT SPECIFIED	9	2	10	2	38	6
TOTAL	535	100	575	100	629	100

The main conclusions arising from these forecasts can be summarised as the following:

♣ Coal consumption at power stations is not expected to fluctuate appreciably, compared to 1995, for the rest for the decade.

♣ Natural gas plants are likely to absorb some three quarters of the increase in demand.

♣ Over the first decade of the new century, coal consumption at power stations could increase by one third, principally as a result of the higher average rate of utilisation of the existing coal power plants,

given that net installed capacity is now forecast to increase by less than 10% over the same period.

Indigenous production in the European Union.

Within the Community coal market, it is inevitable that indigenous Community production will supply a diminishing proportion of demand. Whilst a number of the Member States have, for a long time, been major producers of coal, production in these countries has been falling steadily from a level of some 500 million tonnes at the end of the 1950's to under 132 million tonnes in 1994. This is despite there being some 70 billion tonnes of proven, technically recoverable, resources.

Over a similar period:

- ▲ the number of pits have declined from around 1500 in 1955 to under 200 today, of which only around 50 are large scale exploitations;
- ▲ employment has fallen from an average of around 1.86 million workers in 1955 (both over- and under-ground) to less than 175 thousand today.
- ▲ production has been completely halted in the Netherlands, Belgium and Portugal, has been severely curtailed in the UK, and is marked for cessation in France by the year 2005.

To give an idea of the scale of this reduction, the average number of jobs lost each year in the European Community's coal industry has been more than half of the total number of coal workers currently employed in the South African coal industry, and more than the total underground workforce employed by the coal industry in the United States.

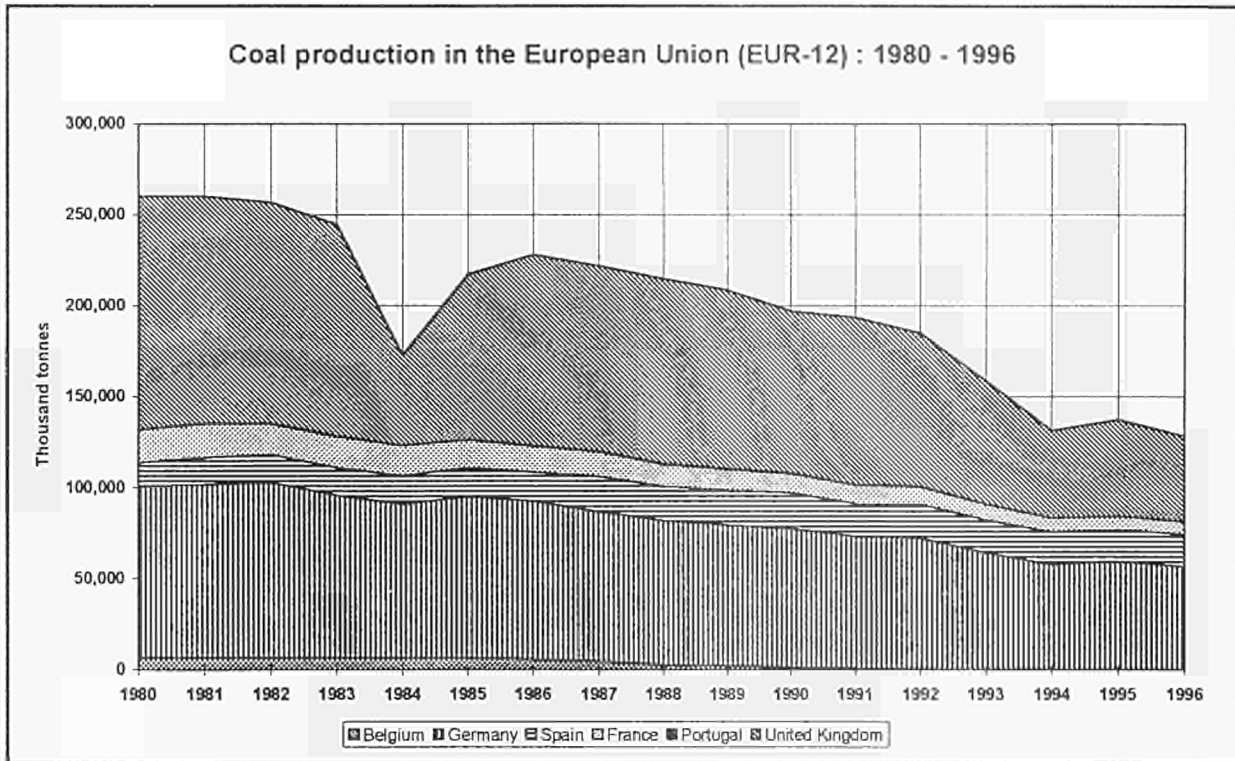
Examining briefly the major indigenous coal producers in the European Union, the contraction of the industry becomes even clearer.

▲ UK production has witnessed the most spectacular decline over the last decade, with production expected to have fallen by some 57 million tonnes since 1986 to less than 50 million tonnes in 1996. Today the UK hard coal industry is the most competitive within the European Union and certainly would appear to have a real possibility of competing with imported coal by the time that the current contracts with the electricity generating industry come to an end in 1998.

▲ French production has also seen a similar percentage decrease, with production estimated to have dropped by 50% since 1986, down from over 14 million tonnes in 1986 to an expected 7 million tonnes for the current year. With the social pact finalised last year between the French Government, the coal industry and the social partners, coal production in France is to be phased out gradually, with final closure occurring by the year 2005.

▲ German production is now some 40% lower than it was in 1986 and is expected to total less than 57 million tonnes this year. With the political and economic pressure on financial aid becoming stronger daily, this decline in production can be expected to continue.

▲ Spanish production increased from 13 million tonnes in 1980 to a peak of 19.5 million tonnes in 1990. Since then it has declined slowly and is expected to be at a level of some 17 million tonnes in 1996, with opencast production increasingly replacing deep-mined production. Under the current restructuring plans, production will continue to decrease over the coming years.



The main reason for this massive contraction throughout the European Union has been the high costs of production. This has meant that a large proportion of European Community-produced coal is uncompetitive at world market prices. This is a result of the fact that many of the deposits have already been worked intensively and extensively for two centuries and have therefore aged; in other words, the reserves nearest the surface have been depleted and mining can continue only by extracting coal from ever greater depths - over 1000 metres in some cases - and this clearly requires a more sophisticated, and hence more costly, mining infrastructure. This is sometimes compounded by the poor quality of the deposits resulting from very complex, and irregular, geological structures, and the very low density of reserves compared with the deposits of the main coal exporters in the world.

This trend appears set to continue into the future. Whilst production in the United Kingdom would now appear close to being competitive with imported coal, this is not the case for a large part of the remaining coal produced in the Community which will continue to require substantial amounts of financial assistance of the order of 6,000 million ECU or roughly 7,500 million US dollars per year. Whilst State aid will continue to be authorised for social and regional reasons, the indications are that the generally more stringent economic climate will

ensure that the levels of aid are reduced and, with it, the level of Community production. In the early years of the new century, total production could well be below 100 million tonnes, compared to current estimates of around 128 million tonnes for 1996.

Coal imports into the European Union.

Whilst hard coal imports from countries outside the European Community have increased by over 63% since 1980, and now account for around 30% of the total world trade in hard coal, it was only in 1995, with the expansion of the European Community to 15 Member States, that imports are expected to have exceeded indigenous production for the first time. The latest figures suggest that imports, at just under 139 million tonnes, were some 1.5 million tonnes higher than Community production and are roughly similar to the total coal exports of the leading coal exporting country.

With Community coal production set to decline further, imports will become an increasingly dominant part of the Community market. It will therefore be in the Community's own interests to ensure that its imports continue to come from a wide diversity of suppliers and the European Commission is actively supporting such an approach.

Examining the origin of the coal imported into the European Community of 12 Member States as of pre-January 1995, over 70% still comes from four

major suppliers, the United States, South Africa, Australia and Poland. The relative importance of these four countries has, however, declined since the early 1980's when they accounted for between 90% and 95% of all coal imports.

By country, the United States has consistently remained the main exporter to the European Community, with the sole exception of 1994 when it was temporarily overtaken by South Africa. Whilst at an estimated 37 million tonnes for 1996, imports from the United States are some 5.5 million tonnes higher than in 1980, this does hide the rather dramatic fluctuations that have seen tonnages drop to as low as 26 million tonnes in 1984 and rise to as much as 52 million tonnes in 1991. The high point reached at the start of this decade was rapidly followed by a very sharp decline both in tonnages and market share to a low in 1994 of just over 27 million tonnes or 23% of the market. Preliminary figures for 1995 and the forecasts for 1996 would, however, appear to indicate that the United States is regaining its market share with just over 37 million tonnes or nearly 30% of the market in 1996.

With the exception of 1987, when it briefly lost its position to Australia, South Africa has remained the European Community's second supplier over the last 15 years. However, despite increasing the physical quantities over the decade by nearly 33%, from 20.4 million tonnes in 1980 to a forecasted 27 million in 1996, it has lost part of its market share, dropping from nearly 26% of the European Community coal import market in 1980 to less than 22% in 1996.

The level of imports from Poland have also witnessed quite dramatic fluctuations. From being the third supplier to the European Community in 1980 with 14.7 million tonnes or nearly 18.5 % of the market, Polish exports into the Community dropped to a low of 7.5 million tonnes or 5.5% of the market in 1991, a figure that was surpassed in that year even by Colombia. As the political and economic situation in Poland stabilised, exports to the Community virtually doubled in 1993 to nearly 14 million tonnes.

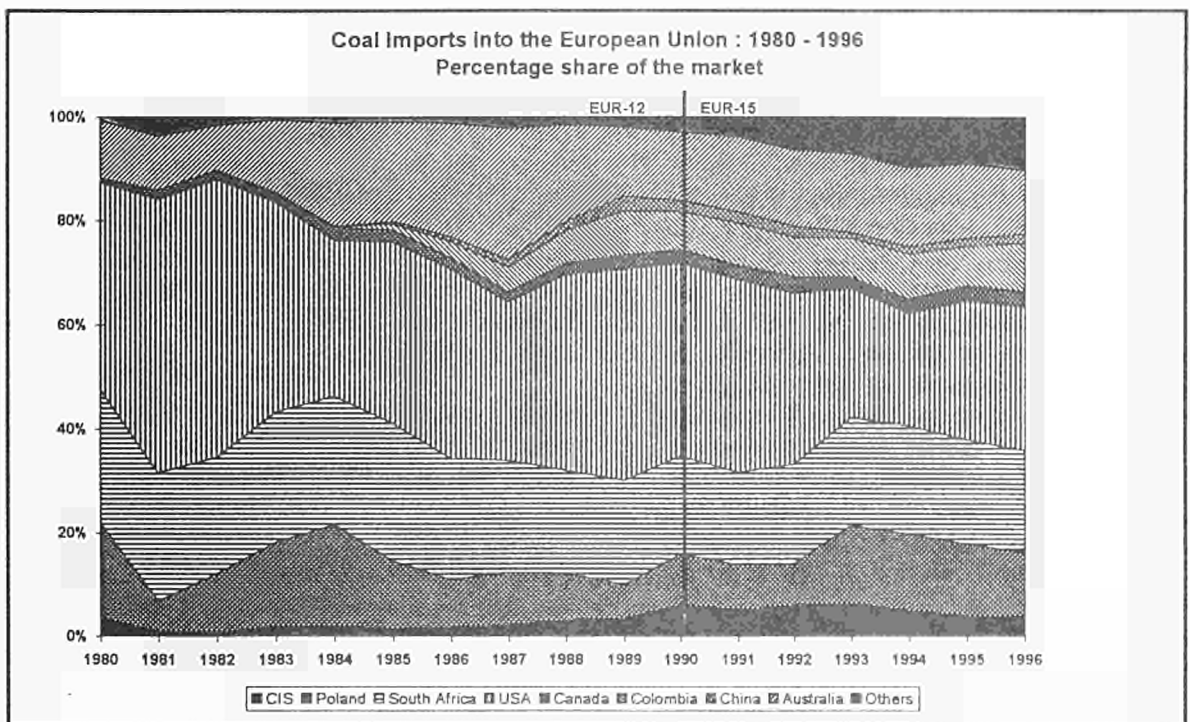
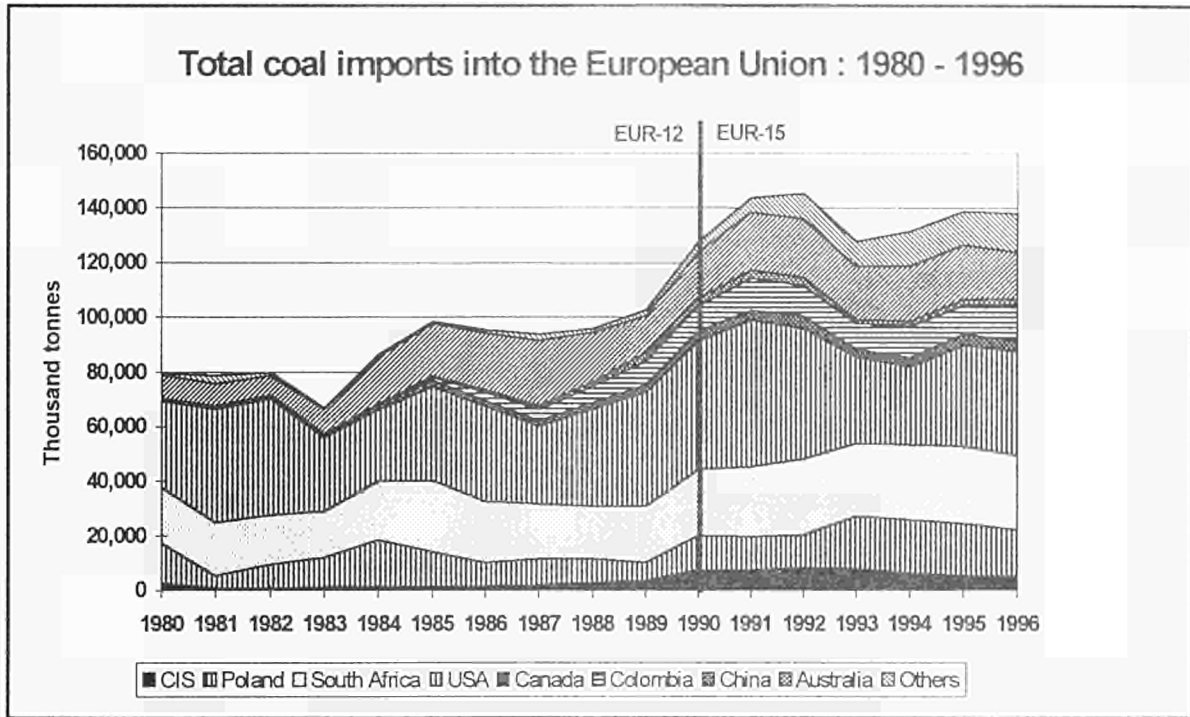
The inclusion of Finland and Sweden into the Community in 1995 boosted the relative importance of Polish coal in the expanded Community coal import mix by around 6 million tonnes. However, even within a Europe of 15 Member States, Poland's coal exports into the Community for 1996 are forecasted to fall by over 2 million tonnes as compared to 1995 to just over 17 million tonnes. At this level, Poland is expected to regain its position as third supplier to the European Community from Australia.

Australian supplies, reflecting the fluctuations in transport costs and in the currency exchange rates, grew dramatically in the middle 1980's from around 11% of the European Community market, or 8.9 million tonnes, in 1980, to a peak in 1987 of 25% of the European Community market, before dramatically falling towards the end of the decade to around 14% of the market, or 16.3 million tonnes, as freight rates rose. A small amount of this lost ground was recovered in the early part of this decade, although the estimates for 1995 and 1996 do point to both a decline in quantities and in market share, to just over 16 million tonnes or 13% of the Community market.

Of the remaining suppliers, the Commonwealth of Independent States (ex-USSR) and Columbia took a small, albeit increasing, share of the market until 1993. Since then, Colombian exports have continued to grow, but the political and economic problems in the CIS have meant that its market share has declined. The expansion of the Community to 15 Member States in 1995 added roughly another 2 million tonnes from the CIS and helped to bolster its market share. However, tonnages are forecast to decline further in 1996.

Finally, Canada has maintained a roughly steady market share of around 3% since the beginning of this decade, whilst China has seen a slight fall in its market share.

By the year 2000, total imports of steam and coking coal into the European Community could be some 165 to 170 million tonnes.



THE 2020 STUDY²: THE MARKET FOR COAL IN EUROPE OVER THE LONGER TERM.

With respect to solid fuels, there is a clear message emanating from the 2020 study that decisive action will have to be taken in the short term to develop and implement more efficient and clean combustion technologies in order to ensure that solid fuels retain a fair share of the market. The study indicates that, within the European Union, coal, along with nuclear, can be expected to lose market share in the electricity generating sector to gas. Indeed, electricity generation by gas-fired plants could be expected to reach almost half of total thermal capacity by the year 2020, most of it combined cycle plants. Whilst solid fuels are expected to remain significant in the thermal electricity market, with a share in that market in excess of one third by 2020, this will require major investments to ensure that clean coal combustion technologies are not just technically feasible and proven options but are also a realistic economic choice.

THE ENVIRONMENTAL CHALLENGE FOR COAL

The real, future, challenge for coal will be to meet increasingly ambitious environmental objectives. Today, the binomial "energy-environment" is indisputable, but the debate on ecology has introduced so many expectations into this discussion that it will be extremely difficult to reconcile all of them in the short term. Of course, all efforts must be made to reach this reconciliation. Furthermore, it is important, and indeed imperative, that we explain to the public that this cannot be done immediately nor without cost.

A recent study prepared for the European Commission on the impact of environmental policies on electricity energy costs (such as: air pollution control, cooling, waste and environmental charges) has concluded that environmental costs can be a significant element of the total cost of electricity generation, particularly for a new coal plant. Thus for a new coal fired plant it could account for some 10-26% of the total generation cost, whilst it would only account for some 0-10% for a gas-fired plant, depending on the regulations in force for the different Member States.

² *European Energy to 2020: A scenario Approach-(Supplement to Energy in Europe - Special issue - Spring 1996)*

The most persistent argument against coal is that it leads to increased carbon emissions. Without taking sides in the scientific debate concerning global warming, it is evident that such an issue can only be tackled by taking into account its world-wide composition, which will require a global response.

It is largely a question of technological research for the more efficient use of energy in the process of converting primary energy into electricity. A whole series of new coal burning technologies such as IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle Turbines), FBC (Fluid Bed Combustion), CHP (Combined Heat & Power), together with the existing technologies using new materials, have a great potential to improve energy efficiency over the coming years.

Clean coal technology will be decisive for the future of coal. The coal gasification systems being developed will allow coal to be burned cleanly and with a high thermal efficiency using combined cycle technology. Success here will greatly strengthen the competitiveness of coal against its main competitor, natural gas, and also reduce CO₂ emissions.

An important aspect related to coal burning is the control of emissions of SO₂, NO_x and particulates from large combustion plants. Current limits in the European Union were fixed in 1988 by the so-called "Large Combustion Plant Directive"³. A proposed revision of this Directive, strengthening the rules, is likely to be ready in the short to medium term.

At this point, the main conclusion which can be drawn is that emission limits will become tighter. This will imply a higher capital and operating cost compared with the existing technologies for coal fired stations as well as an increased use of imported low-sulphur coal.

We are all aware that the public perception of solid fuels as a polluting and environmentally damaging product tarnishes its image and acceptability. But it is not always made sufficiently clear that important technological advancements have been made to solve the problems created by trans-boundary pollutants, such as NO_x, SO₂ and particulates. As has been already mentioned, the best available technologies for coal and lignite can already address these concerns.

³ *According to the LCP directive the revision had to be presented on July 1995, but there was an agreement with the Council to present the revision in the first quarter of 1996.*

With regard to CO₂ emissions, the European Union has a solid commitment, in the context of the Rio Convention on Climate Change, to take action to stabilize CO₂ emissions by the year 2000 at 1990 levels. Nevertheless, it is evident that the European Union cannot, by itself, resolve this problem.

The European Commission did, in May 1992, propose the establishment in the Community of a harmonised tax on energy products, in relation to CO₂ emissions and energy value. Despite a new, modified proposal being presented in May 1995, which involved much greater flexibility, Member States are still unable to come to common agreement. However, related measures aimed at reducing emissions will continue to be implemented in many Member States.

THE IMAGE OF COAL.

The main problem for coal therefore appears to be the extremely bad public image it has in many European countries. Whilst coal was the motor of the industrial revolution, it has also been burdened with the associated, historical, images of a problem industry involving social hardship, industrial and environmental wastelands and unremitting pollution. More recent negative messages associated with the industry in Europe are the very high State subsidies and decaying communities as long-established, but cost intensive, collieries are closed down.

Indeed, many people in Europe are surprised that coal is still burnt at all in large quantities. They no longer use coal in their homes and, with the concentration of indigenous production in increasingly smaller geographical areas, many have no direct experience of either the industry or the product. Coal, in the public mind, has been replaced by 'clean' gas and electricity.

The message which has to be put across is that coal has been, and continues to be, responsible for generating a large proportion of the electricity delivered to their homes and to their workplaces. In addition, in generating this electricity, coal can be

and should be used in a way that does not weak havoc with the environment.

An information campaign is vital if public misconceptions are to be corrected. The coal industry itself was lulled into a false sense of optimism at the end of the 1970's when, as a result of the oil shocks, studies such as WOCOL's "Coal - Bridge to the future" forecast a doubling or tripling of coal demand in the OECD countries. Indeed, why invest in marketing when the demand for your product is expected to increase so rapidly? At the same time, European coal producers were, very understandably, more preoccupied with struggling to stay afloat and appealing for State subsidies than in promoting the intrinsic value of their product.

If this apparent lethargy continues, then coal will not have a long term future in Europe. A concerted effort is needed to persuade the public at large that coal does have a useful and important role to play in a diversified energy mix and can be "green". The Commission itself is active in promoting clean coal combustion technologies via its research, development and demonstration programmes and these are now being introduced onto the market. With the current de facto moratorium in the construction of new nuclear capacities across much of Europe, combined with the adverse public perception of this sector due to the continuing problems with the nuclear plants of Central and Eastern Europe, now is the moment to promote the clean image of coal and to accelerate research into and demonstration of clean coal combustion technologies.

The future of the coal sector in Europe will only be assured if the new clean coal combustion technologies are available and affordable on the market when the bulk of the existing, ageing, coal-fired electricity generating capacity is due for replacement. If not, gas will continue to take an increasing share of coal's market for electricity generation. □

THE MARKET FOR SOLID FUELS IN THE COMMUNITY IN 1995 AND THE OUTLOOK FOR 1996

Summary report from the Commission to the Council

J. Piper, DG XVII
Solid Fuels Unit

1995 has seen the strong recovery of economic activity after the 1992/93 recession lose considerable steam by the end of the year. Estimates for real GDP growth have been revised down to 2.5% for the year as a whole. For 1996, GDP growth should reach only 1½%, although this does mask an acceleration from a moderate pace at the beginning of the year to a rate of around 2½% during the latter part of the year.

As a result of the economic growth, energy demand has also grown. Gross inland consumption may have risen by some 1.7% in 1995 compared to the previous year. For 1996, bearing in mind the current economic forecasts and assuming normal weather conditions, the growth in primary energy demand could be around 1.8%.

In spite of the observed rising energy demand, solid fuels continue to lose market share to the benefit of other primary energy sources. During 1995, demand for natural gas and oil products increased and 1996 is expected to see further gains for natural gas in the Community energy market.

Solid fuels are increasingly dependent upon the electricity generating sector as demand from the remaining sectors continues to decline. This trend will continue over the coming years.

Demand for solid fuels may have declined by some 4.6% during 1995. However, whilst the demand for hard coal, in terms of consumption, may have dropped by just over 4%, the demand for lignite may have dropped by some 6.3% compared to 1994.

For 1996, current forecasts point to a similar trend both for hard coal and lignite.

Total inland deliveries of hard coal are estimated to have risen in 1995, for the first time in four years, by some 11.8 Mt., to 285.1 Mt. The increase in deliveries to the public power stations more than compensated for the decline seen in all the other consumer sectors. By

Member State, the biggest increases were in the United Kingdom, Italy, France and Portugal.

Whilst there has been a withdrawal of some 6 Mt. from the producers' stocks, stocks at the power stations in 1995 may have increased by some 4.3 Mt. This would imply that real consumption of hard coal during 1995 was lower than indicated by the figures for deliveries.

For 1996, the volume of internal hard coal deliveries is expected to decrease by 20.2 Mt. to a new low of 264.8 Mt. Whilst the forecasts are for a decrease across all the sectors, with the exception of deliveries to the cokeries and to the steel industry, the most dramatic change is forecast in deliveries to the public power stations, where a fall of 20 Mt. is anticipated. By Member State, the major decreases are expected in the United Kingdom, Germany and Denmark.

Hard coal production continues to be affected, to varying degrees, by the restructuring programs carried out by the Member States. However, due to exceptional circumstances in the United Kingdom and Germany, Community production may have increased by 6.1 Mt. during the year to 137.5 Mt. On the other hand, 1996 could see a drop of some 9.1 Mt. to 128.4 Mt.

Lignite and peat production and deliveries continue to decline as a result of the falling demand for lignite in Germany. Total lignite and peat resources are estimated to be 280.5 Mt. in 1995 and 272.5 Mt. in 1996, compared to 295.9 Mt. in 1994.

Production of coke increased in 1995 by some 2.8 Mt. to 42.4 Mt., whilst current expectations for 1996 indicate a small reduction of 0.6 Mt. Imports are estimated to have also increased during 1995 by 1.7 Mt., although 1996 is expected to see a slight decrease of 0.1 Mt.

During 1995, imports of hard coal from third countries may have risen by 7.5 Mt. to 138.9 Mt., whilst current forecasts point to a slight decrease of 1 Mt. for 1996. The principle increases in 1995 were to be seen in Italy, Portugal and Spain, with most of the increase being supplied from the United States.

In the international context, 1995 saw the international market grow by some 18 to 20 Mt. The principle factor in achieving the market balance during the year was the additional 10 Mt. tonnes put on the market by the United States, confirming its capability of becoming a "swing" supplier when so required.

The majority of coal in 1995 was committed under contract and very little, especially of the higher qualities, was available on the spot market. Spot prices therefore continued to firm up and generally remain higher than contract prices during the year.

Spot prices for 1996 are expected to soften due to the flat demand in Europe, the new production in Latin America and the weakness of the freight market.

Average CIF prices during 1995 for imported coal into the Community from third countries were some 15 % higher than in the previous year, when expressed in US dollars

The solid fuels market is affected by the changes occurring in the energy market. Low prices for alternative fuels, together with the increasing environmental pressures, have paralysed, to a large extent, any further penetration of solid fuels in the energy balances of most Member States in the short to medium term. Natural gas now remains the main competitor.

COMPARISON OF THE MAIN FEATURES OF THE SOLID FUEL MARKET - EUR 15 (million tonnes)					
	1994 actual	1995 estimates	1996 forecast	1995/94 (%)**	1996/95 (%)**
HARD COAL					
Resources					
- Production					
- Recoveries	131.4	137.5	128.4	4.6	-6.6
- Imports from third countries	1.7	1.6	2.0	-5.2	26.7
Total	131.5	138.9	137.9	5.7	-0.7
Deliveries					
- To coking plants	264.6	278.0	268.3	5.1	-3.5
- To power stations*	53.0	52.5	52.8	-0.9	0.6
- To others	181.3	194.9	174.9	7.5	-10.3
- Exports to third countries	38.9	37.6	37.1	-3.3	-1.3
Total	0.4	0.3	0.2	-10.7	-28.4
	273.7	285.4	265.1	4.3	-7.1
COKE					
Resources					
- Production					
- Imports from third countries	39.6	42.4	41.8	7.1	-0.6
Total	4.6	6.3	6.2	36.9	-0.1
	44.2	48.7	48.0	10.2	-0.7
Deliveries					
- To steel industry					
- Other deliveries within the Community	41.5	44.2	42.9	6.6	-1.3
- Exports to third countries	4.8	4.6	4.5	-5.1	-0.1
Total	0.6	0.5	0.4	-17.7	0.0
	46.8	49.2	47.8	5.1	-1.4
LIGNITE AND PEAT					
Resources					
- Production and imports	295.9	280.5	272.5	-5.2	-2.9
Deliveries					
- To briquetting plants	39.3	32.5	31.2	-17.3	-4.0
- To power stations	237.6	229.5	223.4	-3.4	-2.7
- Others (including exports to third countries)	17.6	15.9	15.4	-9.7	-2.9
Total	294.5	277.9	270.0	-5.7	-2.8

(!) The sums may not add up due to rounding.

* Including industrial and pithead power stations.

** The variations are calculated on Kt.

THE LEGAL FRAMEWORK OF THE EUROPEAN ATOMIC ENERGY COMMUNITY'S COMMON SUPPLY POLICY IN NUCLEAR MATERIALS IN THE LIGHT OF THE "ENU" AND "KLE" CASES

Ralph Lennartz , DG XVII, Unit for Nuclear Conventions
and André Bouquet, Euratom Supply Agency

The supply of nuclear fuels (ores, source materials or special fissile materials) to the Community is one of the Community's tasks provided for in Article 2 of the EAEC Treaty (hereinafter referred to as the Euratom Treaty) and is the subject of more detailed rules in Chapter VI of Title 2 of the Treaty. Pursuant to Articles 2(d) and 2(c) of the Euratom Treaty, the Community must "ensure that all users in the Community receive a regular and equitable supply" and "ensure ... the establishment of the basic installations necessary for the development of nuclear energy in the Community". The Euratom Supply Agency, established by virtue of Article 52 of the Euratom Treaty, exercises its powers within the framework of a "common supply policy" and has two fundamental rights, a right of option and an exclusive right to conclude contracts. The Agency is assisted by an Advisory Committee which, according to the Agency's statutes, is a liaison body between the Agency on the one hand and users and interested parties on the other and whose members, the representatives of producers and users and highly qualified experts, are appointed by the Council of Ministers on a proposal from the Member States. In practice, the exclusive right to conclude contracts and any decision not to exercise the right of option are subject to a simplified procedure. In accordance with this procedure, Community users negotiate supply contracts for ores and raw materials (mainly natural uranium)

directly with the suppliers of their choice and then submit these contracts for co-signing by the Agency. The Agency takes a decision and in the event of a refusal delivers a reasoned decision within ten working days. By analogy, the same procedure is applied to contracts relating to special fissile materials (contracts for enrichment, for the supply of enriched uranium or plutonium). Since the 1970s the Soviet Union has been a supplier of enrichment services, as a rule by virtue of long-term contracts and at prices comparable to those of producers in market economy countries. In the case of natural uranium, however, the Soviet Union was not traditionally a supplier. Between 1990 and 1992 this situation changed radically: Soviet Union uranium exporters and subsequently those from the Commonwealth of Independent States (CIS) increased their share of the market in natural uranium in a massive way, from 0% in 1989 to some 25% in 1992 and 1993. This increase was essentially achieved by sales at abnormally low prices. A number of approaches were made to the Agency and the Commission by the industry concerned and by some Member States, requesting adequate protection of Community interests. In these circumstances, the Agency devised a policy regarding acquisitions originating from Russia and other CIS producers. This policy is based on provisions in the Euratom Treaty, that is to say the fundamental objectives of industry viability

and long-term security of supply (Articles 2(c) and (d)) and the instruments described in Chapter VI, i.e. the exclusive right to conclude contracts and hence also in some cases to refuse to conclude them or to impose certain conditions. This policy was explained to the industry during a number of bilateral encounters, international conferences and meetings held by the Agency's Advisory Committee and was also mentioned in the Agency's annual reports. This policy consists of a reasonable limitation of the CIS supplies which Community users may acquire and a recommendation to apply market-related prices. In order to avoid the occurrence of some users obtaining a position of privileged access to the CIS source, which would be contrary to paragraph 2(a) of Article 52 of the Euratom Treaty, the limitation is applied to users in a way which takes account of their share of the Community's total requirements. In order to satisfy users' requests as fully as possible, the Agency has adopted a flexible approach which takes account of the special merits of each case put forward (the contractual portfolio, long-term strategy, diversification). The result has been that some users have seen their opportunities for purchasing CIS materials in the next few years considerably reduced, without nevertheless the supply policy towards the CIS becoming a rigid quota system. Politically, the supply policy with regard to the CIS has been defended by the Commission in its replies to Parliamentary questions and in documents of a political nature. Thus Sir Leon Brittan declared, on behalf of the Commission, on 18 November 1992 and in reply to an oral question put by Mrs Larive, after he had evoked the fundamental objectives of Article 2 of the Euratom Treaty, that: "Massive imports at extremely low prices coming from the CIS republics risk endangering the diversification of the Community's supply sources and hence its long-term security of supply and the viability of its production industries. That is why the Supply Agency, in exercising its right to conclude contracts, is ensuring that the

Community does not become overdependent beyond reasonable limits on any single source of supply and that the acquisition of nuclear materials from CIS republics takes place at prices related to those on the market; that is to say prices which reflect cost of production and are compatible with prices of producers in market economy countries" On 10 November 1993, in reply to a more general written question on the problems of importing various products at low prices (including uranium) from Russia, Sir Leon Brittan confirmed, on behalf of the Commission: "Whatever the situation may be, since these transactions are subject to authorization by the Euratom Supply Agency, the Agency's prerogatives enable the Community to defend itself against undesirable imports and hence safeguard its own sector industries from disruption. More recently, the policy was also ratified in the White Paper on an energy policy for the European Union: "With these factors in mind, the Euratom Supply Agency and the Commission are applying a policy which aims at diversification of sources." (paragraph 79).

THE ENU AND KLE CASES

With the ENU and KLE cases, the policy has been the subject of two attacks from diametrically opposed viewpoints, firstly by a producer who reproached the Agency and the Commission for not guaranteeing the sale of his production (the ENU case) and secondly, by a user who maintains that the Agency has no right to refuse (or to impose conditions on) the conclusion of contracts which, in the Agency's opinion, are contrary to the objectives of the Treaty (the KLE case).

THE COMMISSION'S DECISION IN THE ENU CASE

The Empresa Nacional de Urânio (henceforward known as ENU), a small-scale producer of natural uranium in Portugal, has been facing the problem of how to dispose of its production for several years. Unable to sell its production in Portugal, which has no reactors to consume the uranium, it is obliged to sell all

its production elsewhere in order to survive. Until the end of the 1980s, a pluriannual contract enabled ENU to dispose of most of its production to one user inside the Community. Following the depression of prices on the natural uranium market, ENU was unable to renew or replace this contract and turned to the Euratom Supply Agency for help in selling its production. On several occasions, ENU offered all of its stocks and its future production to the Agency, believing that the latter was obliged to exercise the right of option provided for in Article 57 of the Euratom Treaty and that it would then guarantee the further sale of these materials to Community users. Following discussions between the ENU, the Agency and Mr Cardoso e Cunha, who was the Commission Member responsible for energy policy and for the Agency at that time, Mr Cardoso e Cunha wrote to ENU saying that he shared the view that the Agency's supply policy should in future include "special action" to enable problems such as this to be solved. The Agency tried to convince users and intermediaries to purchase the Portuguese production but did not succeed.

On 21 December 1990, ENU submitted a request to the Commission, based on the second paragraph of Article 53 of the Euratom Treaty, the purpose of which was mainly to reestablish the mechanisms of Chapter VI of the Euratom Treaty and to impose an immediate solution to the problem of the disposal of ENU stocks. ENU based its requests on its thesis that the Euratom Treaty provides for a Community preference outlawing any imports as long as Community production is available at "normal" prices.

In implementing a decision of the Court of Justice made on 16 February 1993, following an initial appeal (in default) made by ENU, on 19 July 1993 the Commission took a formal decision on ENU's requests. In its decision, the Commission rejects all of ENU's requests for the reason that Article 66 is not applicable and that the Treaty does not provide for Community preference. As a result, the Agency is not required, in the context of "special action", to impose on Community users the obligation to give preference to Community producers for their supplies. The Commission nevertheless asked the Agency to pursue its efforts to dispose of ENU's production.

On 27 September 1993, ENU filed an appeal to annul this decision with the Court. Meanwhile, without waiting for the Commission's formal decision, ENU had already lodged, on 20 October 1992, an appeal for compensation against the Commission.

THE COMMISSION'S DECISION IN THE KLE CASE

In November 1993, the German company Kernkraftwerke Lippe-Ems (hereinafter known as KLE), the operator of a nuclear power plant and, in that capacity, a uranium user, submitted to the Euratom Supply Agency under Article 52 of the Euratom Treaty, a supply contract for 400 tonnes of uranium between it and British Nuclear Fuels Limited plc. Given the low price level, the Agency asked the parties to the contract for additional information on the origin of the uranium. With its letter dated 14 December 1993, BNFL informed the Agency that the uranium would be coming from the republics of the Commonwealth of Independent States, and probably from the Russian Federation.

Since KLE had already previously contracted large quantities of uranium from the CIS and had no right to enjoy a privileged position in relation to other users (Article 52 (2)(a)), the Agency took Decision No 1/94 on 6 January 1994. In accordance with this Decision, it concluded the contract, on condition that the uranium should not come from the CIS republics.

In accordance with the second paragraph of Article 53 of the Treaty, KLE referred this decision to the Commission. KLE contested the Agency's competence to impose conditions on supply contracts submitted to it, thus applying an interventionist policy not provided for by the Treaty. In addition, KLE asked the Commission to order the Agency to compensate it for the loss it would incur by being obliged to conclude a replacement contract at a higher price for uranium not coming from the CIS.

By decision of 21 February 1994, the Commission rejected all of KLE's requests. The elements of its decision are as follows.

Article 61 of the Euratom Treaty states that the Agency is not obliged to meet orders when there are legal or material obstacles to their execution. Such an obstacle does exist if, by meeting the order, the Agency were to secure a privileged position for certain users, thus contravening Article 52(2) of the Treaty. Furthermore, under Article 5(b) of the Agency's Regulation, the Agency is entitled to refuse to conclude a contract.

KLE also claimed that the Agency was not empowered to take interventionist measures on the market or to impose price controls, thus establishing a policy of diversifying sources of supply.

The Council Resolution of 16 September 1986 concerning new Community energy policy objectives for 1995 and convergence of the policies of the Member States however declares emphatically:

"that the energy policy of the Community and of the Member States must endeavour to achieve the following horizontal objectives:

(a) more secure conditions of supply and reduced risks of sudden fluctuations in energy prices through ...

- geographical diversification of the Community's external sources of supply".

As regards more particularly the supply of nuclear material, the Commission considers that the common supply policy referred to in Article 52 of the Euratom Treaty must be directed towards the objectives set out in Article 2(d) of the Treaty, which states that the Community must ensure a regular and equitable supply of ores and nuclear fuels to all users in the Community and Article 2(c) which provides that the Community must ensure the establishment of the basic installations necessary for the development of nuclear energy in the Community.

As regards the legal instruments for implementing this diversification policy, the Commission considers that the Agency has the right to decide not only whether and with which partners it concludes contracts for the supply of ores, source materials or special fissile materials from outside the Community, but also to determine the ways and means such supplies are delivered. Even if the Agency has allowed the producers and users themselves to draw up contracts directly and more easily, it has not lost the powers conferred upon it by the Euratom Treaty.

The Commission recalled in this context that Article 14 of the Agreement on trade and commercial and economic cooperation between the European Atomic Energy Community and the USSR specified that goods must be traded between the parties at market-related prices. Where supplies are available at prices unrelated to market conditions, the Agency must take that into consideration when exercising its exclusive right to conclude contracts.

KLE alleged that the Agency was not competent to take commercial policy measures since these could only be adopted on the basis of Article 113 of the EC Treaty. On this point, the Commission is of the opinion that the Euratom Treaty takes precedence over the provisions of the EC Treaty since it is a sectoral Treaty which contains special rules regarding a common supply policy which also extends to supplies from outside the Community. This precedence not only derives from Article 232 (2) of the EC Treaty but also from the fact

that both Communities were established, from a legal, organizational and institutional viewpoint, as two mutually independent Communities.

In reply to the complaint about a lack of transparency in the Agency's policy, the Commission pointed out that users and producers of nuclear materials in the Community took part in defining and implementing the common supply policy through the Agency's Advisory Committee. This is a Committee which, according to the Agency's statutes, acts as a link between the Agency on the one hand and users and the sectors concerned on the other and whose members are appointed by the Council of Ministers on a proposal from the Member States from among the representatives of producers and users and from highly qualified experts.

KLE further alleged that the quota system the Agency had instituted contravened Community legislation because the Euratom Treaty provided for no constitutional, essentially balanced, evenly applied administrative procedures. The Commission does not share this opinion. Due to the simplified procedure provided for under Article 5 bis of the Agency Regulation, the Community grants users and producers a maximum of transparency and freedom and limits public law intervention to an irreducible minimum, justified by market conditions. To date, both users and producers have been almost unanimously opposed to introducing a formal quota system.

According to KLE, the conditional signing of the supply contract constituted a violation of the proportionality principle because the Treaty provided for less restrictive supply policy instruments such as building up emergency stocks and taking steps to promote prospecting. These two instruments, however, are the responsibility of the Commission and the Council and not of the Agency.

By limiting imports from the CIS, the Agency forced users to purchase uranium at excessively high prices, KLE's argument runs. In this regard, the Commission points out that the Agency's decision referred to market-related prices, namely prices which reflect production costs and are consistent with the prices charged in market-economy countries. Furthermore, the common supply policy had to take account of the long-term supply contracts which the Community had concluded with a number of third countries.

On the basis of these arguments, the Commission rejected KLE's claims. The company introduced an appeal to annul the decision of 21 February 1994 and also put forward a claim for compensation (case T-181/94) before the Court of the First Instance of the

European Communities in Luxembourg (hereinafter referred to as the Court).

In its appeals, KLE reproaches the Agency and the Commission for imposing a reasonable limit on the purchase of nuclear materials from the CIS and maintains that the Agency does not have the right to refuse contracts but should act as a kind of "legal agent", confining itself to registering contracts. The Court's proceedings are still in progress

THE JUDGMENT OF THE COURT OF FIRST INSTANCE IN THE ENU CASE

ENU maintained before the Court that the simplified cosigning procedure contravened the Euratom Treaty in that it would hinder the Agency from exercising its right of option and its exclusive right to conclude contracts, would thus eliminate the system of comparing supply and demand and would render futile the provision whereby prices are determined by comparing supply and demand (Article 67 of the Euratom Treaty). ENU believes that a Community preference exists and that pursuant to this principle producers can only export their production when Community users do not need it (Article 59 of the Euratom Treaty), but, conversely, users can only obtain their supplies from external markets if the Commission establishes that Community production is insufficient or of an excessively high price (Article 66 of the Euratom Treaty). Given the passivity of the Agency which, according to ENU, was not fulfilling its role, the conditions for a Commission decision to allow supplies to be obtained from outside the Community were still not met because the ENU offer at a non-excessive price still existed. Finally, for ENU, the "special action" should consist of a mechanism making it possible to oblige Community users to purchase the Portuguese production.

The Commission rejects this argument and first of all stresses that the Agency is not obliged to exercise its right of option, as is clear from the first paragraph of Article 59 of the Euratom Treaty. The Commission upholds the validity of the simplified cosigning procedure which is simply a fusion of the contracts between the Agency and the producer and between the Agency and the user in a single contract between producer and user cosigned by the Agency. In support of its reasoning, the Commission invokes the rejection by the Court of Justice in its decision of 14 December 1971 of the argument by France that the simplified procedure would lead to a renunciation of the balancing of supply and demand and the conclusions in this affair of the Advocate General Römer that the simplified procedure conformed with the spirit and purpose of Article 60 of the Treaty. As

for Article 66 of the Euratom Treaty, the Commission believes that this procedure would be applicable only to crisis situations whereby the Agency would not be able to supply users within a reasonable time period or would be able to do so only at an excessive price. What is more, contrary to the simplified procedure, this provision provides for no intervention by the Agency. With regard to the point of the supposed "Community preference", the Commission counters that the objective ascribed to the Community is essentially to supply users and not to sell production. As for the "special course of action", this could consist only in a series of serious and continuous efforts by the Agency to encourage Community users to obtain their supplies from ENU, without however imposing this on them.

On 15 September 1995, the Second Chamber sitting in extended composition gave its verdict. Chapter VI is analyzed by the Court in the light of the objectives assigned to the Community by the Euratom Treaty, particularly security of supply (Article 2(d)) and equal access to resources (paragraph 1 of Article 52). The practical implementation of objectives such as the establishment of basic installations (Article 2(c)) and ensuring wide commercial outlets (Article 2(g)) are entered into more precisely in Chapters VI and V (Investment) and IX (The nuclear common market). This does not prevent the Agency from taking the interests of producers into consideration, but, in such cases, it does so only in the context of its task to safeguard a regular and equitable supply and in order to satisfy security of supply requirements.

In contrast to the preference in favour of Community users, as evinced by the right of option provided for in paragraph 2(b) of Article 52 and in Article 57 and the export scheme provided for in Article 59(b) of the Euratom Treaty, the Treaty contains no provisions ensuring preferential treatment with regard to selling Community production. In the absence of a legal or material obstacle as referred to in Article 61, the Agency could not oppose the importing of materials at a more competitive price than that of Community production. Prices are the result "*without exception, as provided for in this Treaty*" of a comparison between supply and demand (Article 67) and the Court therefore concludes that "*... the Agency would not be able therefore to oppose imports ... at prices lower than those asked for by Community producers, unless such imports threatened to jeopardize attaining the Treaty's objectives, notably by their impact on supply sources*" (paragraph 64).

Regarding the matter of a possible Community preference should conditions be equal (or more favourable), it should be noted that the Court seems to admit a kind of optional preference which the Agency

may or may not operate, as it chooses. Indeed, the Court believes that *"specifically, it follows that the Agency could not, in some cases, in the absence of legal obstacles preventing an order from being met in application of the first paragraph of Article 61 of the Treaty, have Community preference given to Community producers and for this purpose oppose imports, unless the price sought by those producers was equivalent to or lower than that specified either in the order notified to the Agency by the user in accordance with the procedure laid down in the first five paragraphs of Article 60 of the Treaty or in practice, in the contract previously submitted to the Agency for signature for the purposes of its conclusion pursuant to Article 5 bis of the Regulation, or their offers carried advantages for the user such as to offset any price difference."* (paragraph 66, see also paragraph 67). The Court therefore subordinates the exercise of such a prerogative, for which the Agency has a broad discretion, to the pursuit of the objectives of the Treaty (paragraph 67).

The Court then accepts that the Agency and the Commission were in a position to believe that threats to ENU's production, which represented only 1.5% of Community consumption at the most, did not jeopardize security of supplies (point 69). The Court also points out that ENU has not even lodged a formal complaint against low-price imports from the CIS (paragraph 70).

Without examining the validity of the Agency's Regulation, the Court also examines the compatibility of the "simplified procedure" with the Treaty's mechanisms. The simplified procedure of Article 5bis of the Regulation, which provides for direct negotiation between users and the suppliers of their choice, followed by the conclusion of a contract co-signed by the Agency, complies with the objectives of the supply scheme referred to in Chapter VI, namely to guarantee the supply of nuclear products to users at market prices. The fact that a simplified rather than a centralized procedure has been instituted is the result of market trends, characterized by an excess of supply which, in certain market situations, may render centralization futile. Basing its arguments, *inter alia*, on the conclusions of Advocate General Römer, the Court concludes that the simplified procedure conforms with the supply scheme instituted by the Treaty.

On the basis of these considerations, the Court rejects the interpretation of the provisions of Chapter VI as providing for absolute preference to be given to Community producers, so long as the price asked for was not excessive.

The "special action" plan to dispose of Community production, mentioned in the letter of Mr Cardoso e Cunha was to be understood - according to ENU - as a directive, whereas, for the Commission, it signified the best endeavours possible to attempt to dispose of ENU's production by means of persuasion. First of all, the Court points out that Mr Cardoso e Cunha's letter could not be considered a directive under the terms of Article 53 of the Treaty. It confined itself to inviting the Agency to act, without this implying action of a binding character. Since it has already been established that the Agency had no right to impose the sale of EU's production at a higher price than that of imports and that the prices envisaged in the concrete proposals of the Agency were higher than the prices which users were paying for imports, neither the Commission nor the Agency exceeded the limits of their discretionary powers in refusing to require Community users to take their supplies from ENU (paragraph 85, see also paragraph 69).

Having not accepted ENU's proposed interpretation of the Treaty's provisions, the Court rejects the appeal for annulment. It should be noted that ENU has lodged an appeal against the Court's decision with the Court of Justice.

CONCLUSION

The Court developed a number of significant arguments of a more general nature on the role and discretionary powers of the Agency and the Commission. Indeed, the Court considers that contracts may be refused if the imports which would result from them threaten to *"jeopardize the achievement of the aims of the Treaty, in particular by their effect on sources of supply"*, because, *"where decisions concerning economic and commercial and nuclear policy are concerned, the Agency has a broad discretion when exercising its powers"* (paragraph 67). Hence *"the Agency has a discretion to bar - using its exclusive right to conclude contracts for the supply of ores and other nuclear fuels so as to ensure reliability of supplies according to the principle of equal access to resources, in accordance with the task conferred upon it by the Treaty - certain imports of uranium which would reduce such diversification"* (paragraph 68). Any legal review must be confined to *"identifying any manifestly wrong assessment or misuse of power"* (paragraph 67). This legal affirmation by the Court of the role and the economic and commercial discretionary powers of the Agency with regard to nuclear supplies is in strict alignment with the Court's case law and seems to clearly ratify the more political approach already put forward by the Commission in its interventions before the European Parliament and in its decisions in the

KLE case, namely that the Agency may bar some supply contracts which concern materials originating, in particular, in the CIS which might risk jeopardizing the objectives of security of supply (through the diversification of sources) and of the viability of the basic installations needed to develop nuclear energy, as set out in Article 2 of the Euratom Treaty.

It will be interesting to see to what extent the deliberations of the Court in the ENU case, favourable

to a broad discretionary power on the part of the Agency and the Commission, and the possibility of barring contracts when these are contrary to the objectives of the Treaty and the limitation of the legal review to a "manifestly wrong assessment and the misuse of power", will have an effect on the solution to be found by the Court to the KLE case. ◻

ELECTRICITY DEREGULATION IN THE EUROPEAN UNION

A.M. KLOM, DG XVII

Our colleague Andy Klom worked in Unit A3 (Internal Energy Market) of Directorate-General XVII for Energy of the European Commission in Brussels until autumn 1996. He was then posted to the Commission's Directorate-General for External Relations.

Since the European Commission presented its White Paper on the Internal Energy Market back in 1988¹, and especially since the introduction of its first proposal for a directive on common rules for the internal market in electricity in 1992² a very lively debate has gone on at both the European Union level as well as in the national capitals of the EU Member States regarding the liberalization of energy markets, and in particular of the electricity industry. Some Member States such as the United Kingdom had already set out on their own liberalization course during the 1980's in pursuing a general policy of liberalization and privatization of regulated industries (telecommunications, financial services, water) and of the energy market in particular (gas, electricity). However, it is reasonable to say that the debate at the European level was kicked off and subsequently kept going by the ideas of the European Commission for the liberalization of electricity and natural gas markets which it worked out in the late 1980's and early 1990's. Although this European debate has not yet concluded, at the national level many policies for electricity competition and liberalization have been considered and discussed and in some cases are already being implemented by individual Member States, while at the

European level the debate is continuing in full force.

The following article will first give a general overview of the structures of the various electricity systems in the Member States of the European Union and then will look at the process of realizing the Union's internal electricity market, while providing an outline of the activities of the European Commission and other institutions of the Community. It will also focus on the outlines of the new market structure as far as they are defined at the time of writing (Autumn 1996).

OVERVIEW OF THE PRESENT ELECTRICITY SYSTEMS IN THE EUROPEAN UNION

In order clearly to set out the process of energy liberalization seen from the EU point of view, it seems advisable first to give a brief description of the present fifteen electricity supply industries in the Member States of the European Union. This will give an idea not only of the great differences between the systems and policies of Member States, but also of some of the changes that are taking place at Member State level.

THE MEMBER STATES OF THE EUROPEAN UNION

Sweden began to evolve to a new system in 1996. The Swedish electricity system now consists of a national grid called Svenska Kraftnet and a total of 300 public, private and municipal generation companies, although

¹ COM(95) 682final, published as a Supplement to Energy in Europe, December 1995.

² COM(92) 548final, OJ C 65, 14.03.92, p. 4.

eight major power companies account for 90% of production. Vattenfall alone accounts for around 50% of national production. Distribution is mainly carried out by municipally owned companies of which there are around 280. State and private sector utilities control around 30% of distribution. Under the new law, local distribution networks and the regional grid will be open to all comers, which amounts to what is known as regulated Third Party Access. Local networks will be operated as regulated monopoly companies, but sales to customers will be open to competition. Moreover, measures are being implemented to integrate the Swedish and Norwegian markets, the latter having been already liberalized from 1991 onwards. The ultimate goal is the progressive creation of a Nordic Power Exchange to cover the whole of the Scandinavian power market.

In **Finland** the electricity system is made up of around 130 generating companies and municipalities. The two largest producers are the state-owned IVO and the private sector TVO. State and industry compete in transmission and bulk sales, although recently the creation of one national electricity grid has been agreed on, which will start later on in 1996 or at the beginning of 1997. Shares of this new company will be balanced between the former owners of transmission lines such as generation companies, and new parties which will be invited to take a share in the grid company so as to avoid any dominant position of a party within the grid. In addition to this, steps are being taken to set up a national power exchange by the end of 1996, which at a later stage might be able to link up with the Nordic Power Exchange at present being developed between Norway and Sweden, as we have just seen. There are around 125 distributors, three quarters of them being owned by municipalities and the rest by industry and private citizens. Many expect that the number of distributors will be reduced over time because of competitive pressure. Network operators at all levels (national/regional/local) have to ensure access to their networks for any customer, again meaning regulated Third Party Access.

In **Denmark** the electricity industry is largely owned by municipalities and consumer co-operatives. There are nine regional generating companies which are owned by the distribution companies. Transmission is split into two unconnected regional grids, Elsam and Elkraft, which however are owned by the generating companies. Local distribution is controlled by 54 municipal companies, 42 rural co-operatives and one private company and a number of mixed groups. Despite this apparently rather diffuse structure, the high degree of co-operation between the various companies, through co-ownership arrangements,

ensures that the industry functions, in practice, much as if it were made up of two vertically integrated companies. Proposals along the lines of negotiated TPA were presented by the government to the Danish Parliament in the first half of 1996. As such these developments should in themselves be sufficient to lead to the introduction of negotiated TPA in Denmark.

In **Germany** nine interconnected supra-regional companies control 80% of generation and nearly all transmission. 60 regional companies produce or distribute electricity to cover about two-thirds of the country. About 40% of distribution is controlled by the big nine with another 850 companies involved exclusively in distribution. Competition at present is very much limited by extensive recourse to concessions and demarcation agreements. Proposals are being considered to revise the legal framework of the system and to establish a form of negotiated Third Party Access.

In **Austria** the Verbundgesellschaft (VbG) is a sort of holding company for nine federal bulk electricity producers and it also owns and operates the national grid. The VbG is 51% State and 49% privately owned. In addition, about 200 small and medium sized generators service small local areas and individual industries. Nine provincial and five municipal utilities are primarily engaged in distribution within their franchise area, but some generate and purchase their additional needs from the VbG. The Verbundgesellschaft also enjoys an import and export monopoly. Restructuring along the lines of the debate at European level is being considered, though no clear choice as regards a specific approach seems to have been made so far.

In the **Netherlands** there are at present four production companies engaged in large scale electricity production. The SEP is the co-ordination body for production and owns the transmission grid. Municipal authorities are involved directly or via ownership of the 33 distribution companies engaged in public supply. 70% of distribution companies are horizontally integrated to include gas and heat distribution. The distribution companies own the generating companies who in turn own the SEP. Distributors and large consumers are legally free to purchase electricity from the producer of their choice. A recent government white paper indicated that as part of a reorganization and liberalization of the sector along the lines of negotiated Third Party Access, the four production companies and the transmission grid might be joined together into one undertaking in the interests of greater competitiveness on a European level.

In **Belgium** approximately 94% of electricity is produced by Electrabel with the balance coming from SPE (2.6%) and so-called autoproducers (self-generators). Transmission is controlled by two organizations staffed and owned by the major utilities. Distribution is based in and controlled by approximately 600 municipal undertakings, which have a monopoly in low voltage distribution. There are 44 distribution companies servicing the communes. There is a significant level of cross-ownership and a high degree of vertical and horizontal integration.

In **Luxembourg** the system depends almost entirely on imported electricity. 97% of electricity is imported with pumped storage and self-generation from industry providing the rest. Luxembourg has two separate grids, operated by Cegedel which is 41% State owned and Sotel which is wholly owned by the iron and steel industry. Cegedel has acquired most of the local distribution utilities.

In the **United Kingdom** three distinct systems are to be found in Scotland, Northern Ireland, and England & Wales. Each in turn has three major generator undertakings. The National Grid has a monopoly on high voltage transmission in England & Wales and up to recent times was owned by the distribution companies. The 12 distribution companies (REC's) own and manage the distribution system but do not have a monopoly of supply. (Recently the majority of REC's have been the subject of takeovers, mainly by the generating companies). Subject to technical rules, all generators and suppliers have a right of access to the transmission and distribution grid meaning that the UK operates regulated Third Party Access or open access. Customers over 100 kW have a choice of supplier. The system can be described as an obligatory pool.

In **Ireland** the electricity sector is dominated by the Electricity Supply Board (ESB) which owns the entire Irish generation, transmission and distribution network. There are proposals to reorganize the ESB into five business entities and introduce independent power procurement, network access and independent regulation.

In **France** the electricity sector is dominated by Electricite de France (EdF) which has 95% of the generation and distribution network and practically all of the transmission grid. Ideas for restructuring into a single buyer system (of sorts) are being considered.

In **Italy** the electricity sector is dominated by ENEL, which is responsible for 80% of generation. A further 15% of electricity production is accounted for by industrial autoproducers, and the balance by municipal and private utilities. ENEL and some municipal

utilities have an actual monopoly in high voltage transmission and a de facto monopoly over distribution. Proposals for the privatization and reorganization of ENEL are being considered, together with new regulation arrangements which would point in the direction of a single buyer system.

In **Greece** the Public Power Corporation (PPC) is alone responsible for generating, transmitting and distributing electricity. Legislation is being considered as regards the reorganization of the structure of public enterprises, which would also cover PPC.

In **Spain** the lion's share of generation and distribution is accounted for by seven major groups. Red Electrica, with majority public ownership, operates the national grid which is legally owned by the generating companies. Recently however new legislation has been introduced in Spain. The three principal features of the new Spanish law are the creation of a regulatory commission known as CSEN, competitive bidding for all new generation in the "integrated" system and an "independent" system for those parties who seek to bypass the existing (integrated) national system. However, this independent system is not yet operational.

Finally, in **Portugal** new legislation in 1991 and 1995 has also changed the system. The former monopoly Electricidade de Portugal (EdP) has been split into distinct companies for the generation, transmission and distribution sectors. Various levels of distribution are foreseen. The new system is split up into two subsystems: the public electricity supply system and the independent electricity system. In the public system, public service obligations are ensured; there is a certain amount of planning. In the independent system there is no public service requirement and eligible customers will be those with a consumption above 100 GWh. Transmission is provided for on the basis of Third Party Access to be negotiated with the National Electricity Grid. Licenses will be required in both generation and distribution sectors.

CHARACTERISTICS AND STRUCTURES

Looking at these fifteen systems, at the aggregate level of the European Union, one can identify a number of common characteristics as regards their structures and the interaction between the systems. Firstly, in terms of consumption of electricity one can conclude that large systems are those over 100,000 GWh, such as those of France, Germany, Italy, the UK, Spain and Sweden. Systems of medium size would include Austria, Belgium, Denmark, Finland, Greece, the Netherlands and Portugal. The smaller systems would include

Ireland and Luxembourg. Secondly, in terms of trade we see that Luxembourg stands out with 95% of its electricity imported from Germany and Belgium. Other Member States had significant levels of imports in 1994 in relation to consumption: the Netherlands (12%), Finland (9%) and Italy (14%). France is by far the largest exporter with 16% of consumption in 1994. Net imports into Germany are relatively small although this masks a significant level of activity with the surrounding countries - Austria, France, Luxembourg, the Netherlands, Poland and Switzerland. Thirdly, in terms of ownership it is very difficult to summarize the main categories of ownership across the electricity supply industry in a Member State in one word. The category of public ownership itself is not uniform as it exists with various levels of public ownership such as central, decentralized or local. On balance the majority of Member States, i.e. eight states, fall into the loose category of public ownership with the remaining seven favouring private or a mixture of public/private ownership. Purely private ownership appears to be very much the exception, found only in Belgium and the UK.

Fourthly, at the level of vertical integration we can discern that, with the exceptions of Luxembourg (which has no generation), Spain, Portugal, Sweden and the UK, all the other systems have an element of integration between generation and transmission. Some Member States such as France, Greece, Italy or Ireland continue vertical integration into distribution whilst others such as Austria and Germany do not. Finland is in a similar position at present, but is adapting the organization of its transmission system in the course of 1996. The positions of Member States such as Belgium, Denmark and the Netherlands are at present determined by cross-ownership and the level of co-operation which can be considered as giving an effect similar to vertical integration, although it is debatable if this extends to distribution. Spain and the UK have various degrees of integration between production and distribution, although again it is a moot point whether effective integration does really exist in the UK. Finally, there is no clear trend as regards the effect of integration on market organization other than that the most closed systems are fully integrated. In terms of transmission or the functions of the system operator in the systems of Finland, Sweden and the UK there is no uniform structure yet. In Sweden and the UK transmission is split from the other functions. In Finland however the generators retain ownership of the grid at present, although it is very likely that a more independent national grid company will be set up. But the common feature between these three systems is regulated TPA.

NATIONAL DEREGULATION POLICIES UP TO THE PRESENT

Liberalization on a European level is difficult, not only because of the conflict between political will in favour, or political resistance against it, emanating from governments, parliaments, industry or interest groups, but also because of the great challenge of overcoming the different national structures based on tradition and history contained in the present electricity supply industries of the Member States. These have been inherited from the past, and are based on many years of largely separate experience which has produced different results in each and every country. This cannot easily be undone in the short term, even if such brusque dismantlement were to be the intention of the European Union. What is important to understand is the fact that though they might be different in structure, the various electricity systems should in the end share the same principles and values as regards the organization of competition and market access in the system. As such we are talking about an organization based on competition as part of the internal market process. Some Member States have already independently implemented measures to create more competition within their markets. These should not be judged solely in terms of weaker or stronger competition, but it would be enlightening briefly to review a couple of the most prominent measures taken.

In the UK, and specifically in the system now operated in England & Wales, the electricity industry has undergone reorganization and restructuring beginning in 1989. This reorganization entailed the partial privatization of the industry and the introduction of a new regulatory system setting up a wholesale electricity market. Central in this system is the National Grid Company and its subsidiary the Power Pool for the financial settlements for transactions. While there is competition between the three main generators and a number of smaller "independent" ones, there is also a steady supply of electricity imported from neighbouring systems such as Scotland or France. Customers can participate directly in the market by choosing their own supplier. Initially this right was limited to customers with a consumption of 1 MW: however, this threshold has by now already been reduced to 100 kW, and in 1998 will be completely abolished. Thus the process of market restructuring is working towards the deadline of 1998 when the market will be fully liberalized. This will give approximately 24 million customers the freedom to choose their own supplier.

Sweden started in January 1996 with a new electricity market system. Although it might be too early to evaluate the first results of the experience, it is interesting to note that Sweden, like the UK, has

chosen an approach which entails competition both between generators and between distributors or suppliers, an independent and regulated grid, and open access to the grid for customers. The new system as such holds much potential for competition. In addition, a common Norwegian-Swedish electricity market has been under development since January 1996, which eventually may expand to include Finland and certain parts of Denmark as well.

The Finnish experience is similar to Sweden's, and also of recent date. In June 1995 the new electricity law entered into force and became effective from September 1995 onwards for an initial group of customers. A transition period will end by 1997 when all customers can participate. This experience is short and supply competition is only being phased in gradually to include all customers by January 1997. However, as in the Swedish system there is competition in both generation and distribution, and customers have free choice. The medium to long-term effects of both Swedish and Finnish approaches to competition still have to be experienced and assessed. However, the similar approach taken in Norway already a few years ago suggests that systems based on mandatory market opening offer greater long-term scope for competition.

In Spain legislation has been adopted by parliament with a view to introducing greater competition. The Spanish legislation aims at setting up a two-tier system in which an integrated system responsible for public supplies will coexist next to an independent system where contracts can be freely negotiated. However, even though this new system appears to contain elements creating more competition, there is no clear view yet on how the two systems will work internally and jointly and whether they will in themselves bring about adequate liberalization. For the moment the detailed implementation measures needed to give effect to the new legislation are lacking, and therefore assessment of the situation and the specific implications of the two-tier system will be subject to delay.

A similar situation exists in Portugal where new legislation has not yet been fully implemented. Again we see here a dual system split up between public and an independent components. Network access is ensured on the basis of Third Party Access given by an independent system operator. However, here as well experience of implementation of the legislation and of the actual working of the system is still lacking. In addition, the government is considering partial privatization of the main State-owned power company in the future.

Other Member States are either considering the introduction of new legislation or are in the process of doing so, such as Germany, Austria, Denmark, the Netherlands and Italy. Many of the ideas being considered will bring competition to the generation sector, some will introduce competition to the distributors as well, in as far as they are independent of generation interests to begin with, and they will provide for a measure of customer access to the markets, although not to the extent to be found in Scandinavia or the UK. These countries seem mainly to be attracted by the negotiated Third Party Access approach or by a modified single buyer model. However, some of them may eventually evolve along the lines seen in Scandinavia or the UK. The grid systems of these countries will for the most part remain under the management of their present owners, though they will allow a certain degree of access for third parties, varying according to the model of organization of the network chosen.

Other Member States (France, Ireland, and Greece, for example) are reviewing the present situation to see how they could restructure their industries in such a way that more competitive elements could be introduced. In the French example we find that competition would only be introduced on the generation market, while distribution would remain closed with direct customer participation limited to certain selected large industrial consumers. This would not have any effect on the transmission grid either. As already mentioned, in Ireland a reorganization is being considered on the basis of a power procurer being the central entity.

COMPLETING THE INTERNAL ELECTRICITY MARKET

The drive towards liberalizing energy markets in the European Union forms part of a greater global process of liberalization and deregulation. The objective in the European Union is to establish the internal energy market which should cover both the electricity industry as well as the natural gas market. This forms part of the internal market process which was launched largely on the initiative of the former President of the European Commission, Jacques Delors, in 1986. The reasons for needing to complete this internal energy market are manifold. To understand the developments and negotiations that took place between 1992 and 1996 at the European level, it is important to understand three of the basic reasons for energy liberalization which are political, economic and legal.

Reasons behind electricity liberalization

From a political point of view one could say that energy liberalization in general, and in particular of the electricity industry, is not something new, though for Europe the trend towards more competitive electricity and gas markets is recent. In countries such as the United States, the United Kingdom, Norway, Argentina, Chile, Australia, Japan and New Zealand, processes are taking place or have already taken place which aim at liberalizing electricity and/or natural gas markets and opening them up to more competition. The general aims of such developments are to improve efficiency, to create a more competitive energy-producing industry, to ensure security of supply, to attract new - outside - investors and sometimes also to divest the State of over-regulated, and often heavily indebted, public undertakings, providing welcome cash for the government of the day. An overall change has taken place in the approach to 'utility' industries, which in the past were considered to be "special" and therefore excluded from the rules of the market. Under the more modern school of thinking these undertakings are more and more considered to be market actors like any others, but with possibly a special role to play in terms of the general public interest. Thus energy industries have been deregulated, liberalized and even privatized. This global trend which is greatly affecting formerly regulated markets, such as telecommunications, has now reached European energy markets as well. Considering Europe's involvement and integration in global trade and the world economy, it is unthinkable that energy liberalization could pass by Europe's doorstep without having any effect, nor is it desirable that Europe should isolate itself in such a way from these developments which are reforming many economies throughout the world.

The second reason for energy liberalization is economic. If the European Union has such an important role to play in global trade, this means that European companies will be competing against other manufacturers or service-providers which operate on the basis of different economic factors and inputs. Electricity bought in Germany for instance is approximately 33% more expensive than in the United States and 50% more expensive than in Australia. In the present day and age more and more business is being conducted on a global scale. Due to revolutionary changes in information and process technology many industries are forced to compete in an ever-expanding global marketplace. European industries have to face fierce competition from the economies of East Asia, Central Europe and North America. Many industries' competitiveness depends on energy supply costs to a smaller or greater extent. In order to survive in world markets European energy consuming industries need to

improve their competitiveness. One way is through free and open access to energy sources under competitive market structures and against competitive price conditions. By introducing competition to energy markets one can strengthen the competitiveness of energy consuming industries. However, at the same time, due to pressures from the market and from competition, this will force energy-producing industries themselves also to be as efficient and competitive as possible. By strengthening the competitiveness of European industries one can enhance their chances for survival, and as seen from a macro-perspective, this will provide for better opportunities in keeping these companies based in Europe, ensuring that they create economic growth and employment, and continue to contribute to the general level of prosperity. In the White Paper on Energy Policy which the European Commission adopted in December 1995³ industrial competitiveness is identified as one of the main objectives of the evolving common European energy policy. As a means to realize such competitiveness through energy, the White Paper recognizes the need for completion of the internal energy market as a basic prerequisite. The Second Ciampi Report on Competitiveness of 1995 also concludes that the absence of energy liberalization is starting to have a negative impact on the European economy. These concerns, and the continuing demands from industry itself for a competitive energy market, combine to put the European Union under great pressure.

The third reason for energy liberalization in Europe is legal in nature. The EC Treaty defines the internal market as "an area without internal frontiers in which the free movement of goods, persons, services and capital is ensured in accordance with the provisions of the Treaty". The internal market process in general aims at doing away with interstate barriers to economic activity, thus creating greater opportunities for trade, employment and economic growth. In principle the internal market should have been completed for all sectors by January 1993. That means that for energy the European Union is already running three years late. The internal market comprises a number of basic horizontal principles important to economic activity, such as the free movement of goods, the free provision of services and the right of establishment. To take electricity as an example, this means that electricity as such is considered to be a good (as the European Court of Justice has stated), selling electricity therefore a service, and building a power plant exercising one's right to establish oneself anywhere in the European Union. These Treaty provisions apply to all economic areas. No exceptions are foreseen for energy in general,

³ See footnote 1.

although of separate treaties of course exist for coal and nuclear power (the European Coal and Steel, otherwise known as the Paris Treaty of 1952, and the Euratom or European Atomic Energy Community Treaty of 1957). The EC Treaty provisions imply therefore that other forms of energy, like oil, gas and electricity, are subject to the general rules contained therein. This forms the legal reason why the European Commission, as guardian of the EC Treaty, has a duty to take action to complete the internal market, including in the energy field.

As we have seen, some Member States have already liberalized their energy market or are due to do so very soon. Some have already adopted legislation, but are not fully implementing it yet. Others are considering ideas, proposals or even draft legislation which could liberalize certain energy markets. These unilateral decision of Member States to forge ahead individually with liberalization are to be respected. However, under the obligations of the EC Treaty, the appropriate measures need to be taken at the European level as well.

All these reasons, representing different forces and pressures in the global economy, add up to a clear conclusion for Europe. For political, economic and legal reasons it needs to introduce more competition to energy markets, and basically this should lead to one and the same decision in all countries, namely the abolition of exclusive rights and monopolies.

Action within the European Union

The European Commission when addressing this issue at the European level originally based its ideas for the establishment of the internal energy market on four general principles. Firstly, the recognition of the need for a gradual approach to enable industry to adjust to the new competitive environment. Secondly, a measure of subsidiarity to enable Member States to opt for the system best suited to their particular circumstances. Thirdly, the avoidance of excessive regulation. Fourthly, a legislative approach entailing a democratic political dialogue with all the institutions of the European Union such as the Council of Ministers, the European Parliament and the Economic and Social Committee. Using these ideas as a basis the Commission set out on a step-by-step, long term, approach to progressive completion of the internal energy market.

As a first step, in 1990 and 1991 the Council of Ministers adopted two Directives on electricity and gas

transit⁴ and another Directive on price transparency for gas and electricity prices⁵. In a next step during 1994 a Directive was adopted which liberalized the market for the exploration and production of hydrocarbons (gas and oil) which, together with the Directives on public procurement in the excluded sectors⁶, brought the upstream part of the natural gas market within the scope of the internal market. However, despite this initial progress, trade is still only possible between monopolistic networks and utility companies. Direct trade relations between producers in one Member State and consumers in another are not possible. In order to address this issue, in other words if direct producer-consumer transactions are to become a reality, the central problem of third party access to electricity and gas networks has to be tackled.

In 1992 the Commission presented two proposals for directives on common rules for the internal market⁷ in electricity and the internal market in natural gas (limited to the downstream - in other words transmission and distribution - part of the gas market, exploration and production being dealt with in the 1994 hydrocarbons directive just mentioned)⁸. These proposals introduced the concept of mandatory or regulated third party access to energy networks to enable consumers and producers to enter into direct contractual relationships with each other. These proposals in no way aimed at regulating in detail the electricity and gas systems of all fifteen Member States in the European Union. The European Commission is not trying to impose one uniform system throughout the Community, but rather seeking agreement among Member States on a number of basic principles which should form part of all the European Union's electricity and gas systems. Thus the completed internal energy market when it finally emerges will consist of fifteen different systems which all share the same values and can therefore guarantee non-discriminatory market access.

In 1993 the Commission amended its proposals after the European Parliament had proposed a large number of modifications in its Opinion of November of that year. As a major concession to those in Parliament who were concerned about the mandatory nature of the original Third Party Access concept, the Commission replaced this by negotiated Third Party Access or

⁴ Directives 90/547/EEC, OJ L 313, 13.11.90, p. 30 and 91/296/EEC, OJ L 147 of 12.06.91, p. 37.

⁵ Directive 90/377 EEC, 29.06.90, OJ L 185 of 17.07.90, p. 16.

⁶ Directive 93/38, 14.06.93, OJ L 199, 09.08.93, p. 84 and COM(95)107 final, OJ C 138, 03.06.95, p. 49, to amend this Directive, and Directive 90/531/EEC, OJ L 297, 29.10.90, p. 1.

⁷ COM(93) 643 final.

⁸ Directive 94/22/EC, 30.05.94, OJ L 164, 30.06.94, p. 3.

negotiated access for short. This means that producers and consumers will contract supplies directly with each other, but that they will have to negotiate access to the network with its operator. Such negotiations will deal with transport tariffs and conditions and will be subject to a dispute settlement procedure.

The amended proposal for the internal market in electricity⁹ entered into the discussions of the Council of Ministers in January 1994. Discussion on the amended gas proposal was postponed until agreement had been found on electricity¹⁰. During the course of the Council's discussions on electricity, France, which rejected the idea of any sort of Third Party Access or access to the network, launched an alternative approach called the "single buyer" model. Stated schematically, this would mean a single entity being responsible for the management, security and all buying and selling of electricity within a particular network, allowing for only limited leeway to contract foreign or independent supplies. The single buyer approach represents something very different to energy liberalization, in which the consumer market is opened to a limited degree only. At the request of the Council, the European Commission studied this French approach and concluded that it was incompatible with the EC Treaty, and could not coexist with the Commission's own negotiated access approach. However, as a compromise for finding a way out of the political deadlock in negotiations, the Commission suggested modifying the so-called single buyer model in a number of areas to bring it in line with the EC Treaty and to ensure fair competition, full reciprocity and equivalent economic consequences as between the two models.

The EU energy ministers followed this approach in broad outline in June 1995, but could not agree among themselves on which modifications to make to the single buyer model. During the second half of 1995, the Spanish Presidency of the Council of Ministers took up the challenge and presented a full compromise text for the electricity directive, including the option of a modified single buyer model together with the existing option of negotiated Third Party Access. This compromise text could have led to a full agreement in the Council of Ministers at the end of 1995. Intensive negotiations in Brussels during the autumn of 1995 showed that much progress could be made on the basis of the Presidency compromise text. At the very last moment before the Energy Council of December 1995, however, the long-awaited agreement on the basis of this compromise text was blocked. It became clear that disagreement persisted on one basic issue, namely the

degree of market opening in the first phase of market liberalization, which obviously depends on the consumption threshold above which consumers would be eligible to take part in this first phase.

From the beginning of 1996 the Italian Presidency of the Council of Ministers tried to solve this final issue which was frustrating a political agreement. It chose an approach based on its own ideas for solving this problem, which it presented to other Member States for the first time at an informal meeting of energy ministers in Bologna in February 1996. The Italian ideas were based on market opening of somewhere between 20% and 40% of total electricity consumption, in which Member States would be free to identify which customers would be eligible to participate, and which would be supported by safeguard and transparency measures. These ideas evolved during discussions in the Council between February and April 1996. At the meeting of the Energy Council on 7 May 1996 all Member States could agree to the structure and principles of this approach; however, they failed to reach agreement on the percentages, further progress in market opening, and duration of the necessary transition periods. Given the extensive degree of compromise and consensus that had been reached after many years of discussions and negotiations in the Council, and the long-term incremental approach in which partial political agreements had been found each time on specific sections of the draft Directive, the Italian Presidency decided to make a last attempt at full agreement in the Council. At a further extraordinary meeting of the Energy Council, held in Luxembourg on 20 June 1996, political agreement was finally found on the whole electricity Directive and its terms were confirmed by the formal adoption of a 'common position' by the Council on 25 July.

Outlines of the new market structure

As has been indicated above, this Common Position of the Council is the result of many discussions since 1992 and reflects the broad degree of consensus and compromise that has at last been found between the EU's Member States and between the EU's institutions. As such it is based on the general premises of establishing common rules, i.e. basic principles for an internal electricity market, which all Member States will have to include and follow in their national systems. In accordance with the Commission's own intentions it does not create one uniform system throughout Europe, but provides for a measure of subsidiarity and flexibility for Member States when applying these rules to their particular national situation, while at the same time avoiding excessive regulation. This is reflected in the number of options

⁹ COM(93) 643final, 07.12.93..

¹⁰ Common Position of 25.07.96, OJ C 315, 24.10.96, p. 18.

and models Member States can choose from in the Directive.

The internal electricity market Directive will affect the market in three areas: generation, transmission and consumption. The generation market will be opened up to competition by either of two alternative procedures. Member States can choose to follow either the authorization procedure or the tendering procedure, both of which are based on objective, transparent and non-discriminatory criteria. Tenders will be organized and decided by a fully independent authority, while certain categories of generator (self-producers, independent power producers) will always be able to obtain authorizations under either procedure. These two options will allow companies to construct new generation capacity and set up operations in a new market anywhere in the European Union. Of course, in all cases competition can also be brought about by the newly provided opportunity to import from and/or export to neighbouring systems which have capacity available. This freedom in fact reflects the real-life situation in Europe, where some Member States have already long been exporting excess supplies of power and others needing to import.

On the consumer side, the market will be opened to competition through gradual introduction of market opening based on a common minimum percentage for the whole European Union over a six year period, which will initially cover approximately one quarter of the market and finally result in one third of the market being liberalized. This degree of market opening is a minimum level which all EU Member States must respect, but logically enough they may go further on a national basis if they are able to. The categories of customers eligible to participate in the market opening will be determined by the Member States, under supervision of the Commission, though two categories will automatically always be included: very large final consumers of over 100 GWh, and distributors responsible for the volume of electricity consumed through their distribution network by other eligible final customers. This degree of flexibility allows Member States to include either distributors as such or final customers of a medium size, or both. In all cases the same minimum level of market opening will apply.

The two sides of the electricity market, generation and consumption, are linked together through the network system. Once again, Member States will have a choice between two options. The first option is the Third Party Access model, which itself has two variations, namely the negotiated Third Party Access approach, based on guide price brackets, or the regulated Third Party Access approach which is based on a fixed, regulated tariff and where consumers have the right of access.

The second option is the Single Buyer model, which also offers two variations - the Single Buyer model with a repurchasing obligation on the Single Buyer and a public tariff, and that where the Single Buyer gives Third Party Access on either a negotiated or regulated basis. In both cases all producers and all eligible customers will be able to get access to the network under objective and non-discriminatory conditions and be able to enter into direct contractual relationships with each other for the sale and supply of electricity. Under both systems either a transmission system operator or a single buyer entity will assure the security of the network, respect of public service obligations, and environmental protection.

The system operator or the single buyer may be independent entities with no interest in other sections of the electricity industry, or they may be part of an integrated company. In the latter case, both have to implement so-called unbundling of accounts for their activities in the field of electricity generation, transmission and distributions. Furthermore, the system operator will have to be made administratively independent from the other activities in its company, while the single buyer will have to be separated in management terms from the generation and distribution sections in its company. Moreover, in the case of the single buyer there will be no flow of information between the single buyer and the generation/distribution sections of its company, except for the technical data necessary to fulfill the single buyer's responsibilities as regards the transmission system.

The electricity market, and all areas regulated in the Directive, will be subject to public service obligations which Member States may impose in the general economic interest on electricity undertakings in their market. These obligations will be defined by Member States individually within a Community framework as laid down in the Directive. It will be for Member States to define these obligations in detail. In any event they must be objective, transparent, non-discriminatory, verifiable and published, as well as falling within one of the five categories allowed by Community law which are: security of supply, regularity, quality and price of supplies, and environmental protection. These obligations are to be notified to the Commission which will check them against the provisions of Community law. This mechanism will allow Member States to balance competition with public services, where this is deemed to be necessary in the general interest of society, all within a common framework at Community level, and subject to verification by the Commission to ensure that no arbitrary or illegal use be made of this provision.

The adoption of a common position by the Council does not yet constitute the final step regards formal adoption of the electricity Directive. The European Parliament gave a second reading on the proposal as this issue went to press. Only after this, assuming that Council and Parliament are in agreement with each other, can the Directive be finally and fully adopted. Assuming that the European Parliament gives a favourable opinion, the Directive could at the earliest be adopted by the end of 1996 and enter into force at the beginning of 1997. Immediately the gradual, six year, process of market opening will commence. After a number of

years the Commission is to review operation of the Directive, on the basis of the practical experience of this first step in market opening and competition. This review would most likely prompt new proposals by the Commission, to be considered by the Council of the European Parliament, which should result in further liberalization to be effective nine years after the entry into force of the present Directive. These follow-up measures will constitute the third phase of the Commission's efforts to complete the internal energy market. □

THE EUROPEAN NUCLEAR INDUSTRY IN THE CONTEXT OF THE EUROPEAN UNION

*Paper presented at a OECD/NEA workshop on nuclear infrastructures,
Paris, May 1996*

Marc Defrennes, DG XVII
Nuclear Energy Unit

After a brief overview of the historical developments of the nuclear industry in Europe, which still influence the situation today, the author lists some threats and opportunities for the future of that industry. The specific role, responsibilities and actions of the European Institutions and the Commission are then described. A detailed postscript on EU- Russia nuclear industry cooperation is added.

INTRODUCTION.

Without entering into the debate "For and Against" nuclear power, one has to recognise the important role played today by nuclear energy in the electricity production of the European Union.

After an initial period of research and development following the second world war, European technological and industrial competence was build up during the sixties, supported by the spirit of the Euratom Treaty. Following the political and strategic decisions taken by some Members States in the early seventies, industrial capacity increased to follow nuclear power plant construction programmes.

After two decades of intensive development, Member States programmes have now reached a stagnation point, resulting from fulfilment of needs in terms of nuclear electricity, from the low costs of other energy sources, or from political decisions influenced by the pressure of the public opinion. The Three Mile Island (US) and Chernobyl accidents certainly played a major role in this process.

A fundamental question must then be asked : is the residual activity sufficient to retain the technological and industrial capacity within the European Union?

Such an industrial capacity can only be kept if there is a minimum level (critical mass) of activities.

A further problem is that most of the people who have participated in the industrial development of nuclear power are now approaching retirement. Therefore, there is a risk of losing, not only the industrial capacity, but also an important part of the industrial competence in the near future.

Some people may consider this a natural evolution. Various arguments can be brought to demonstrate the need to at least reflect upon the question. One of them is certainly the degree of dependence of the European Union on outside energy sources. This is a strategic question to which the answer does not be in simply following market forces.

This is not only related to the selection of the type of future power plants. The Nuclear industry is indeed made of different sectors: design, construction, operation and maintenance. Without a coherent approach, experience in design, construction and even equipment supply may disappear from the European industrial scene. Operators could then be faced with the need to rely fully on outside suppliers, which would result an increase in energy dependence of the Union and even, in the end, for operating reactors. After a brief overview of the European nuclear sector and a short description of threats and opportunities, the author recalls the overall environment and specific framework established by the European Institutions which would help in overcoming the central problem as described above.

BRIEF HISTORY AND PRESENT SITUATION OF THE NUCLEAR INDUSTRY IN EUROPE.

Without entering into a detailed historical review of the development of the nuclear industry in Europe, some milestones are worth recalling as they may be considered as contributory factors to the present situation.

In France, the CEA¹ was created in 1945 and started the development of Gas-Graphite reactors, of which the first one was put into operation in 1954. At the same time, the AEA² was created in the UK, leading to the first Magnox reactor in 1956. During the same period, the US were putting most of the effort for civil applications into the development of LWRs³.

In 1957, the Euratom Treaty was signed by six European countries, quickly followed in 1958 by the first Euratom/US agreement, encouraging the building of LWRs in Europe. The first Westinghouse reactors were built in 1964, 66 and 68, respectively in Trino, Chooz and Obrigheim. In parallel, the UK continued to develop the Gas-Graphite reactors which finally resulted in the building of 14 AGRs⁴.

In the early seventies, the Member States of the Community decided to focus on LWRs. These were built either directly by the US NSSS suppliers, or under license (Framatome from Westinghouse and Siemens from General Electric). This process allowed the European Industry to become fully mature in the LWR technology. One should also mention here the development of a limited number of fast breeder reactors in the framework of national and international projects. The UK has built its first PWR⁵ which was started in 1995 'Sizewell B'.

The fuel cycle was developed in parallel to reactor building. The first installations were built for military purposes (Marcoule (F) and Sellafield (UK) in the late fifties). Consortia were then created for the enrichment process (Eurodif and Urenco). The European pilot reprocessing plant Eurochimic was built and started in the early seventies, followed by "national" developments which have led to the two main European (and world wide) reprocessing installations, for civil applications, at La Hague and Sellafield.

Some major events have had, in the past, an important influence on the development of the nuclear sector : on one hand, the first oil crisis in 1974 coupled with the French political decision to engage in an ambitious long term-programme and on the other, the Three Mile Island and Chernobyl accidents.

Other factors may have a major influence for the future. The creation of NPI (in 1979 Framatome-Siemens) for the development of the EPR (European Pressurised Reactor) is an indication of the reaction of the industry to market developments. The situation in Central and Eastern Europe and the NIS is certainly also worth following closely. As of today, the nuclear sector in Europe, in terms of number of plants, has reached an asymptotic value of about 120,000 MWe, which is the highest regional installed capacity in the world. The experience gained in operating NPPs is also the greatest with a value of about 2800 Reactor/years, compared to about 2000 for the US and 600 for Japan.

The economic weight of the nuclear sector in Europe, in terms of production costs, has been evaluated at 18 billion Ecus for 1992 (OECD source). According to Foratome, the sector accounts for about of 450 000 jobs in total.

As can be gathered from this short historical review, the nuclear sector in Europe still reflects the diversity of the initial national developments. The actors can be grouped into three categories: the fuel cycle actors, reactor constructors and operators, suppliers of services and maintenance. In the two first categories, only a few key players ("national champions") are active, both on

¹ Commission de l'Energie Atomique.

² Atomic Energy Authority.

³ Light Water Reactors.

⁴ Advanced Gas Reactors.

⁵ Pressurized Water Reactor, one type of LWR.

the European market and outside. In addition alliances having been developed to strengthen the position in a more and more competitive environment. In the servicing and maintenance areas, next to the main actors who are performing a certain number of maintenance activities on their own, a large number of smaller entities are active in specialised technical areas or in support, for special operations or outages, to the main organisations.

On the political scene, the positions of the different Member States of the European Union are very varied, even if all are covered by the Euratom Treaty. These positions range from continuing support to the use of nuclear power for electricity generation (France) to the non-nuclear option (Austria, Denmark, Ireland). In between, "intermediate" positions resting on non-decisions related to further development or moratoria are commonly found (Spain, Belgium, Italy, Sweden, Finland, UK, Netherlands).

THREATS AND OPPORTUNITIES FOR THE NUCLEAR INDUSTRY OF EUROPE.

Different inter-related factors will influence the future of the nuclear industry in Europe:

Economic aspects of nuclear energy.

As it is well known, nuclear energy is associated with a high investment to operation cost ratio. In addition, the duration of the construction of the installation induces high actualisation rates and results in a high sensitivity to interest rates.

The current tendency for uranium prices to increase will not have a major influence on the cost of the Kwh. But more importantly, the availability of large stocks of fissile material, particularly in Russia, must be dealt with carefully to avoid an uncontrolled rise in the cost of both natural and enriched uranium which may affect the competitiveness of the fuel cycle industry.

In comparison, other fuel sources, such as and coal, with much lower investment to operation ratios, may appear economically more attractive in the short term. It is clear that large scale recourse to nuclear power, which coupled with the majority use of nuclear installations to cover base load, are helping to maintain the competitiveness of nuclear power versus the other sources.

A serious effort towards external cost internalisation is required, allowing a more transparent comparison of the prices of the different energy sources.

Markets and competition between actors.

The European market, in terms of the actual number of reactors, is stagnating. As a result, servicing and maintenance activities are taking on ever greater importance. Even the major companies are concentrating to some extent on this field, which results in stronger competition with smaller and medium size entities who in the past were those which benefited from experience in this field.

The major European companies are also looking to strategic alliances with others, either Europeans or US organisations. Some of these alliances are first created for the "export market" (such is the case for NPI, associating Framatome and Siemens) but it also influences the domestic market (the new EPR (European Pressurized Water Reactor) will be built by NPI). It should be noted that while European companies are making the most of their European alliances (NPI, ABB, GEC Alstom) or with US partners (ABB/CE, Framatome/BW), the US majors are also active with Asian partners, especially the Japanese (W/MHI, GE/Hitachi and Toshiba).

In terms of future markets for reactors, there are two main geographical areas today, firstly the Far East, where competition will be harsh and transfer of technology and delocalisation strong. A second area is the Eastern part of Europe and Russia. There, the first priority has hitherto been and remains the safety issues surrounding the working reactors. But this should still be taken on with a longer term perspective of industrial co-operation with benefit to both sides. Such co-operation should also be based on technology transfer, allowing the local partner to improve his industrial processes and achieve a high quality production system. As a result one could reasonably hope that European industry would be well placed when the "Eastern market" reaches a point where further development of nuclear power will again be possible.

As regards of the fuel cycle, certain European companies already have a world-wide dominant position mainly thanks to the political acceptance of reprocessing in their respective countries: (Cogema (F) and BNFL (UK)).

Research and Development in new technologies.

R&D has played a major role in the development of nuclear power. Now that maturity has been reached, there may be a tendency to slacken, and this would not be without dangers. Indeed, still more has to be done on safety aspects, mainly in the field of response to severe accidents. This is very important in order to improve public acceptance.

Concerning the development of future reactors, the choice in Europe seems to have been made in the direction of evolutive LWRs of large capacity. This choice is probably appropriate for the domestic market, mainly in the perspective of replacement of older reactors reaching end of life (after life extension programmes for which R&D is also appropriate, since it is a new field). Nevertheless, Europe does not have an alternate medium-size reactor (as do the US and Japan), which might be attractive for some export markets. Since it seems on realistic at this stage to launch an extensive European development programme in this field, synergies should be found with other partners and cooperation with Russia could be worth investigating.

A great deal of effort has also to be put in the development of effective waste treatment, including storage and disposal techniques. This is a must for public opinion. Nuclear power will only be accepted in the longer term if adequate solutions are proposed in this field. This could include Plutonium recycling through the use of MOX fuel, and proper handling of long-lived actinides.

Environmental pressure.

Public Opinion has a major impact on decisions related to nuclear power (at political and industry levels). Efforts have to be pursued to decrease risk levels even further, even if today nuclear power is objectively much more safe in operation than many other human and industrial activities. The public should be properly informed of the real facts and figures. Openness must be a keyword for the nuclear industry. In this spirit, it is also vital to continue to support the Eastern European Countries and Russia in their efforts to improve the safety levels of their installations and to deal with the waste dumps.

Regulations (including safety aspects) and energy policy.

Regulations and other legal requirements must continue to be developed in a coordinated and coherent approach. It is not really easy to accept that a reactor which is licensed in one country cannot be so in certain neighbouring ones. Mutual recognition must be ensured at the least. The EPR exercise is in this sense a good pointer, but of course it must stay competitive.

Specific mention has to be made on the need for compatibility between safety regulations. Most of the difficulties faced today in Eastern Europe and Russia are linked to problem in this area.

Nuclear power needs a stable environment for its development in which industry may take the risk of long-term investments. Therefore, politicians must take responsible strategic decisions. In Europe, nuclear

power is the only source of electricity production which is both fully independent and competitive (if managed in a long-term perspective as in France). In-depth consideration going further than simply responding to market forces is probably needed at this stage.

ROLE AND RESPONSIBILITIES OF THE EUROPEAN COMMISSION.

The *Euratom (EAEC European Atomic Energy Community)* Treaty signed on 25 March 1957 provides the framework for the European Commission's responsibilities. This Treaty, while promoting recourse to nuclear power, leaves investment decisions to the Member States and the Utilities. The role of the Commission is to foster initiatives and to facilitate co-ordinated development of investments in the nuclear area. A number of departments of the Commission are involved with the different implementation aspects of the Euratom Treaty. Some of these are legally binding, others indicative. A non-exhaustive review is given below.

Periodically, the Commission issues an *Indicative Programme*, which proposes main lines for a further co-ordinated use of nuclear power, both in terms of reactors and fuel cycle. The latest⁶ (fifth issue) was adopted in September 1996. It focuses this time on a survey of the characteristics of the nuclear options available to the European Union Member States and shows the importance of the emergence within the Union of a clear and coherent approach towards the nuclear issue, in the light of the fundamental requirements of a common energy strategy, as they emerge from the recently published Commission's White Paper on energy policy. In this Paper⁷, the Commission identifies three relevant objectives for the field of energy : overall competitiveness, security of supplies and environmental protection. It is within this broader framework addressing global energy policy issues that future nuclear energy developments in the Community also have to be addressed, while preserving the spirit of the Euratom Treaty.

As the White Paper indicates: "The European Institutions have responsibilities under the Euratom Treaty which permit the development of nuclear energy in conformity with the rules and policies at national level. The choice between energy technologies or fuels is always a matter where policy appreciation intervenes but nuclear should remain part of this choice".

⁶ COM(96)339final, 20.05.96, OJ L 129 30.05.96, p.24, adopted on 25.9.96 (available from the Editor (info@bxl.dg17.cec.be).

⁷ COM(95)682final, Supplement to Energy in Europe, January 1996. See also article in Energy in Europe N° 26, p. 54.

In order to facilitate investments, the Commission is promoting and encouraging steps to speed up the harmonisation of requirements, rules, criteria and practices regarding the design, operation, maintenance and certification of installations. For this purpose, the Commission holds periodic meetings, on the basis of the Council Resolutions of 22 July 75 and 18 June 92 on technological problems concerning nuclear safety. This takes place in the *Reactor Safety Working Group* which brings together those responsible for safety in the Member States, namely the companies which design and supply nuclear power stations, the operators and the safety authorities as well as the Commission. Agreement is sought on key problems of safety, and equivalence between safety requirements, rules and practices applied in the Member States which are often different. The need for further harmonisation should be looked at in the years to come.

Concerted action also covers the fields of industrial production codes and standards for the component parts of power stations. The essential aim of the activities of the Working Group on *Codes and Standards* is to evaluate the equivalence of the various codes which exist for the design, manufacture, inspection and operational monitoring of the main safety components and to verify that both the present codes and standards and those being developed take adequate account of safety requirements.

In support of investments by nuclear operators, the Commission is also the operating agent for the *Euratom Loan Facility*. As of today European investors have used 2.9 billion Ecus out of a total available of 4.0 billions. The facility has now been extended to investments in improved nuclear safety for installations in Eastern Europe and Russia operating or under construction.

In the field of *Research*, the Commission has in the past been at the leading edge of developments with major laboratories working under extensive European research programmes. Under the Fourth Framework Programme, the Council decided on 15 December 94 (for the period 95-98) on a Nuclear Fission Safety Programme which comprises the following areas: exploring innovative approaches, reactor safety, radioactive waste disposal and decommissioning, radiological impact on man and environment and mastering events of the past (including Chernobyl). The estimated budget needed to fulfil these objectives was set at 160 Mecus. As of today, an increase in the budget is under discussion.

Under Euratom, the Commission is also in charge of *Safeguards* on the territory of the Union, which may be coupled with nuclear trade, security of supply and non-

proliferation. Euratom is a leading example of a regional integrated safeguards system. A new partnership arrangement was agreed in 1992 between the Commission and the International Atomic Energy Agency (IAEA), to optimise resources and strengthen safeguards.

The Euratom Treaty contains specific provisions related to *Radiological Protection* and protection of the population. Maximum accepted levels of exposure for the general public and for nuclear workers are set in accordance with these provisions and regularly updated. Post-accident monitoring and management also falls under this overall umbrella of the Commission's responsibilities.

The challenge of the fissile material stocks in Eastern Europe and Russia, coupled with the issue of the fissile material which will come from the dismantling of nuclear warheads, will have to be treated by the Commission and more particularly by the *Euratom Supply Agency* which takes into account the legitimate interests of the European fuel cycle operators.

Finally, under the Euratom Treaty, the Community may conclude *International Agreements*. These are negotiated by the Commission, under mandate from the Council. In 1958, the first co-operation agreement was signed between the USA and Euratom, covering the exchange of knowledge, materials, services, equipment and technology. This first agreement expired at the end of 1995. A new agreement was negotiated, this time including matters arising from the Non-Proliferation issue, and entered into force in April 1996.

In addition to its role and responsibilities under the Euratom Treaty, the Commission is very active in Eastern Europe and Russia.

Under the PHARE and TACIS programmes, launched in 1990 and 1991 respectively, more than 500 MECU have been committed over the last five years to improve nuclear safety in these regions. Following the recommendations of the G7 summit at Munich in 1992, actions have been concentrated on short-term remedial operations on working reactors, with the main focus logically on the older generations. Both design weaknesses and operational safety problems are treated via projects involving respectively the major design/engineering organisations of Europe and the nuclear utilities. In addition, specific attention is given to reinforcing the role of local safety authorities.

As regards the longer-term perspective, as already mentioned, the Euratom loan facility has been extended to the Central and Eastern European Countries and Russia.

All these efforts, managed by the Commission, in addition to helping the recipient States to overcome

their transitional problems, are also a unique way by which the Commission helps to kick-off co-operation schemes between European industrial actors and their counterparts in the countries concerned. To further and more efficiently foster this approach, the Commission has recently started discussions with Minatom of Russia on how to make industrial partnerships in the nuclear sector easier to set up.

CONCLUSIONS.

Managing the main features of nuclear energy and meeting the main future challenges, of which some are described above, are among the goals to be achieved by the nuclear industry. Apart from its constraints, nuclear energy in Europe also has a number of recognised advantages in terms of security of supply, saving foreign currency, contributing to price stabilisation, the spin-off of high technology and high added-value products, benefit to the environment in terms of CO₂ emissions, and employment.

While recognising and fully accepting that some Member States have decided not to produce nuclear electricity on their territory (which does not exclude using nuclear electricity produced by others), the Commission considers that the European Union as such and its Member States should, in the context of a renewed energy supply strategy, nevertheless continue to examine and plan for the role of nuclear energy in the future.

This consideration is developed in detail in the Indicative Programme.

Postscript:

AN INITIATIVE TO EASE COOPERATION BETWEEN RUSSIAN AND EU INDUSTRIAL ACTORS

BACKGROUND

In the European Union, the nuclear power sector, developed under the umbrella of Euratom over the last 40 years on the basis of economic and strategic choices by the Member States, is today undergoing a restructuring process. Since the perspective for construction of new plants is mainly limited to the need, in some of the Member States, to replace older reactors to be removed from operation, increasing focus is placed on maintenance and servicing activities.

In order to ensure that nuclear energy continues for the future to play an important role in contributing to the energy supply of the Union and its energy independence, the European Commission, in line with the spirit and the letter of the Euratom Treaty, is

concerned with the question of how to keep the integrated industrial expertise and capacity within Europe.

The choice as to using nuclear power or not is certainly left to the Member States and the utilities, but the Commission has a role to look forward to the establishing of an environment which would continue to make this recourse to nuclear power still technically and economically possible in the future, were a changing trend in policy decisions to bring it again to the fore.

In this environment, looking to markets outside the Union becomes a priority. As we have seen, two geographical areas are attractive: Asia, where most of the major European nuclear companies are very active, and Eastern Europe. But this area is essentially today only a "potential" market. There is, in most of the countries, but especially in Russia and Ukraine, a strong will to develop the nuclear sector further and to increase the market share of nuclear electricity. But the very difficult economical situation, during the current transition period, has slowed down nuclear energy programmes, both in terms of building new plants and even of upgrading existing ones. Restructuring of the nuclear sectors in Russia and Ukraine and adequate pricing policy for electricity would together solve most of the problems. But this will take some time due to the social dimension of the problem.

Most experts agree that Russia has reached, a high level of scientific and technological expertise based on extensive research programmes, even if the quality of manufacturing and maintenance, and expertise in project management, may need further examination and improvements. Russia, legitimately, is looking today to export its nuclear technology, whether to countries of the Former Soviet Union or outside.

THE AIM OF EAST-WEST NUCLEAR INDUSTRIAL COOPERATION

As a result of the above, it appears that the development of effective cooperation between industrial actors of the European Union, on the one side, and in Russia, on the other, may help in solving the difficulties that the latter faces today. Joining forces, combining strengths, and sharing the difficulties may help the nuclear industry on both sides to get through the transition period successfully.

Establishing such collaboration is clearly the responsibility of the industries themselves. Nevertheless, the "Institutions" of both sides in charge of the nuclear energy sector, with their own specific

responsibilities, may provide support to ease the contacts and dialogue between the actors, by identifying, prioritizing and helping to solve the difficulties and fears facing such cooperation, both on a generic level and by aiming at specific examples. This should be done on the largest possible scale, covering the industry at large, not forgetting smaller and medium enterprises in their upstream role of supplying the larger undertakings with equipment and services.

Such an action should create an overall framework where a propitious climate for collaboration would grow, facilitating the initiatives of the industries themselves. This is in line with the spirit of the European Energy Charter.

PROGRESS TO DATE

With this in mind, the European Commission started preliminary discussions on the issue under the Synergy programme in the course of 1995. Discussions with representatives of the European nuclear sector have demonstrated both the desire to start or pursue active partnership with the Russian counterparts, but at the same time, some hesitation to get involved in a long running process of problem solving, with serious financial risks. More specifically, lists of issues and difficulties were derived from this first review, which shows the need to clarify our understanding of the industrial environment and of the structure of the Russian nuclear industry. The ways and means for financing cooperation and the legal environment for creating partnerships also have to be set out.

A first meeting was organised, in November 95, in Moscow, between Minatom and the European Commission. The result was recognition on both sides of the importance of the whole subject of industrial cooperation, and a 'joint activity' was launched for further reflection. A second meeting took place in February 96, at which the objectives of this 'joint activity' were defined. It was decided that the issues arising from the previous Synergy project were indeed critical, worth further investigation, and of interest for both sides, on condition that the analysis would cover the issue from both the Russian and EU perspectives.

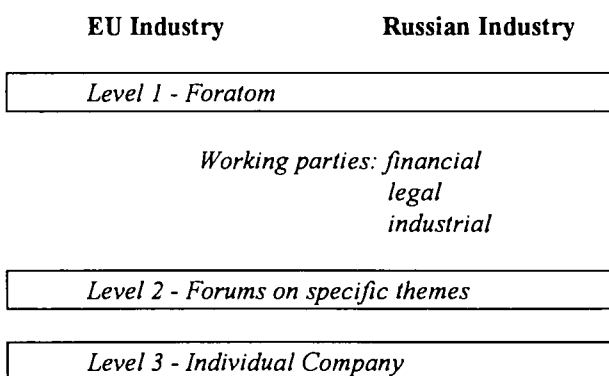
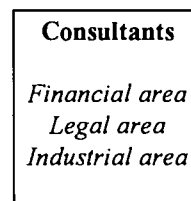
The objective of the joint EC/Minatom activity for 1996/1997, will consist in defining what can and should be done in order to establish an environment in which industrial actors would create associations more easily than today. To support this process, the EC will provide finance, through the Synergy Programme, for consultants from both the Russian and EU sides to make an overall survey of the financial, legal and industrial environment of industrial cooperation in the nuclear sector, prioritise and analyse specific problems

and to draw up guidelines for solutions. Some of the analyses will involve active pilot cases.

WORKING STRUCTURES

Such a joint analysis would have no sense if done without strong interaction with the industrial actors themselves. Indeed, the whole point of the exercise is precisely that of getting them into cooperation. From the EC and Minatom points of view, the final purpose is simply to ease the setting up of associations between individual industrial organisations on both sides. Since, on the EU side, it is impossible for the Commission to have direct contact with "all" the industrial companies of the EU engaged in the nuclear sector, it has been decided to handle the contacts via Foratom. The following diagram shows the overall organisation of interfaces and responsibilities.

EC side (DG XVII and other) **Steering Committee** Minatom side



The joint reflection activity is carried out under the supervision of a steering committee made up of Minatom and EC officials, meeting two or three times a year. It is intended that the EU nuclear industry, under the umbrella of Foratom, should set up three working parties on the three specific areas of concern (financial, legal and industrial environments for cooperation). In these working parties, which will be operated and financed by the industry itself, the main issues will be further developed and set out from the industry's point

of view. The chairmen of the three working parties and a representative of Foratom will take part in the meetings of the steering committee, in order to provide the views of the EU nuclear industry at large. Participation by the Russian industry will be decided by Minatom. The work performed by the consultants, in collaboration with their Russian counterparts, will feed into the discussions of the steering committee, and follow the guidelines decided from time to time by the latter.

Three priority areas for detailed work

The main goals of the consultants' work in the financial, legal and industrial areas can be further described as follows:

In the financial area, starting from what already exists, the aim is to clarify the possibilities and limitations of means and sources of finance for industrial associations in the nuclear sector, to establish (on a generic basis) a list of finance-related critical items to be discussed when creating an association,⁸ and to specify the requirements of financial institutions for access to a financing instrument⁹.

In the legal area, starting from what already exists, the aim is to list and clarify the legal issues affecting the creation of associations between industrial actors in the nuclear sector. Specific attention should be given to the issues of nuclear liability, intellectual property and "protection" of technology transfer, since a large number of the industrial partnership projects should be based on this concept. Specific support to a few pilot cases could here also be provided as examples of applications.

The aim as regards the industrial environment is to detail and discuss, again starting from what already exists, the structures of the respective nuclear energy sectors in Russia and in the European Union. This work, supported by an analysis based on examples (one selected equipment design, fabrication and maintenance), should allow a better overview of the differences and complementarities between these structures, and of how links could be established. Some priorities could be defined based on needs, efficiency and benefits for both sides. A generic approach (which may again be applied to selected pilot cases) will then be designed to help the industrial actors to "present their case" in a form easily understandable and acceptable for the other side, taking into account the

"cultural differences" which will have emerged during the analysis of the structures.

CONCLUSION

One could say that a difficult task faces us due to the number and dimension of the problems to be looked at and solved. Nevertheless, one should also recognise that this joint EC/Minatom reflection process is a step in the right direction in order to build bridges between industrial sectors which, for historical reasons, are quite different from each other. It is today more and more generally recognised that the only way forward is through cooperation. This of course does not happen merely by saying it. It will be a long and difficult process which will bear fruit only in the medium and longer term. It can at any rate be stated unequivocally that today Minatom and the Commission have started the necessary dialogue on the subject, in coordination with the industry, on a truly workmanlike basis.

References.

- *Nuclear industries in the European Union - Indicative Programme (see footnote n° 6)*.
- *Plea in favour of a reevaluation of nuclear energy. Letter by Mr R. Linkhor, Member of the European Parlement to the Members of the Socialist Group SPD. January 1995.*
- *Towards a coherent Industrial Policy for the European Community in the Field of Nuclear Energy, by this author - Energy in Europe n°21 - July 1993.*
- *Nucléaire: les actions de la Commission Européenne - Mr. C.S. Maniatopoulos - former Director-General for Energy - Revue Générale Nucléaire n°1/1993.*
- *Nuclear Safety Standards in the European Community - Mr. J.Cl. Charrault - Former Head of Nuclear Energy Unit - DG XVII-Energy of the European Commission - 1993.*
- *The European Internal Market and the Nuclear Industry - Seminar organized by the Belgian Nuclear Society, Brussels, March 1992.* □

⁸ Some specific support could be provided for a few pilot cases as examples of applications.

⁹ This could be analysed in detail for the specific cases of the Euratom and EBRD loans.

COMMUNITY NEWS

RESULTS OF THE ENERGY COUNCIL - BRUSSELS, 3 DECEMBER 1996

INTRODUCTION AND SUMMARY

The most important issues on the agenda of the Energy Council held in Brussels on 3 December 1996 were the internal natural gas market, where the Council adopted Council conclusions offering clear guidelines for future work on this file. A Common Position was also adopted on a proposal for an updated list of projects of common interest in the framework of the Trans-European Energy Networks and decided to repeal a number of redundant pieces of energy legislation. Finally, the Green Paper for a Community Strategy on Renewable Sources of Energy was the subject of a public debate in the Council.

COMMON RULES FOR THE INTERNAL MARKET IN NATURAL GAS :

The Council held a first orientation debate on the Commission's proposal for an internal gas market and after a lengthy substantial debate adopted political Council Conclusions, providing clear guidelines for the future work on this file. The Council Conclusions underline the need to complete the internal market with a view to maximising competitiveness of the European Union and taking into account the different situations in Member States and consequently the principle of subsidiarity.

The Conclusions further state that there was a considerable convergence of views on the following issues:

- ◆ Public Service obligations, where Member States, which so wish, may impose these obligations on natural

gas undertakings in the general economic interest, but competition should not be unduly hampered;

- ◆ Unbundling, where there is general agreement in principle on a degree of unbundling of accounts, but further work is needed to define the limits of the activities to be unbundled and the correct balance as between transparency and confidentiality of commercially sensitive information;

- ◆ Access to the system, where the proposal of the Presidency has been discussed, but considerable additional work is required on access related issues;

- ◆ Take-or-pay contracts and market opening, an issue requiring further exploration and examination to determine the nature of the problems in the different market situations in the Member States.

GREEN PAPER "ENERGY FOR THE FUTURE : RENEWABLE SOURCES OF ENERGY"

Commissioner C. Papoutsis presented the Commission's Green Paper for a Community Strategy on Renewable Energy, and a first Ministerial debate followed. The debate was public. All Delegations expressed their views on this subject. Ministers welcomed and endorsed the Commission's Green Paper and the need to shape a strategy for the future of renewable sources of energy.

SYNERGY PROGRAMME:

The Council did not reach an agreement and referred the Commission's amended proposal to COREPER. The Presidency has instructed COREPER to rapidly examine the proposal with a view to adopt the programme before the end of the year. A number of delegations proposed a programme with a two-year duration and a greatly reduced financial reference amount. The majority of delegations supported the Commission's proposals and positions. Commissioner Papoutsis announced that the Commission is prepared to present an Energy Framework Programme.

**COUNCIL CONCLUSIONS ON OIL SUPPLY,
REFINING AND MARKETS**

Following the Commissioner's presentation of the current situation as regards oil supply and refining in the Community, the Council adopted Conclusions highlighting the main points of the Commission's recent report on these matters (COM(96) 143 final of 3 April 1996 and IP/96/297 of 3 April 1996). The Conclusions underline that the Community's refining sector still faces serious difficulties, in particular as regards overcapacity and the need to structural adaptations.

**COUNCIL CONCLUSIONS ON CLIMATE CHANGE
- ENERGY DIMENSION**

The Council adopted Conclusions which highlight the crucial role of the energy sector with respect to climate change policy. These Conclusions will be an important input to the preparatory work for the forthcoming 3rd Conference of the Parties to be held in Kyoto in 1997.

ENERGY CHARTER TREATY:

The Council reached a political agreement on the text of a draft Council and Commission Decision on the Conclusion by the European Communities of the Energy Charter Treaty and of the Energy Charter Protocol on energy efficiency and related environmental aspects.

The assent of the European Parliament is needed before the Decision is formally approved by the Council at one of its next meetings.

Commissioner Papoutsis in his intervention underlined the crucial stage of the ratification process and to urged those Member States which have not yet finalised their national ratification process to do so without delay. There was no debate on this point.

EURO-MEDITERRANEAN PARTNERSHIP

Commissioner Papoutsis reported on the progress made in energy cooperation with the Mediterranean partners. The Commissioner stressed the strategic importance of the Euro-Mediterranean Partnership and the key role played by energy cooperation in this context. There was no debate on this point.

**REVIEW AND SIMPLIFICATION OF COMMUNITY
ENERGY LEGISLATION**

The Council, without debate, agreed to the abrogation of:

- ♣ Regulation 1729/76 concerning the communication of information on the state of the Community's energy supplies;

- ♣ Decision 77/186/EEC on the exporting of crude oil and petroleum products from one Member State to another in the event of supply difficulties;
- ♣ Directive 75/339/EEC obliging Member States to maintain minimum stocks of fossil fuel at thermal power stations;
- ♣ Directive 75/405/EEC concerning the restriction of the use of petroleum products in power stations;
- ♣ Recommendation 76/494/EEC on the rational use, through better driving habits, of energy consumed by road vehicles.

TRANS-EUROPEAN ENERGY NETWORKS:

The Council adopted a Common Position on the Commission's proposal to complete the list of projects of common interest, which is included in the annex to the Guidelines for Trans European Energy networks adopted in June 1996.

The updating concerns projects in the new Member States and projects which have reached maturity since the Commission's initial proposal. The Common Position, which was adopted without discussion, will now be submitted to the European Parliament for its second reading.

OTHER BUSINESS

Four points were dealt with under other business:

Internal Market for Electricity

The Commissioner informed the Council of the state of play concerning the European Parliament second reading of the Common Position adopted on 20 July 1996. It was agreed to proceed to a final adoption of the proposal as soon as the Parliament has adopted its second reading, if possible before the end of 1996.

Integrated Resource Planning

The Commissioner expressed his disappointment that very little progress has been achieved on the IRP proposal under the Irish Presidency. He re-stated the importance of the proposal and urged the next Presidency to make more progress.

Auto-Oil Programme

The Commissioner informed the Council of the current state of play as regards the Auto-Oil Programme and drew the attention of Energy Ministers to the importance for the energy sector and industry of the legislative developments concerning car emissions and fuel specifications. No delegation took the floor on this point.

SAVE II

With respect to the final adoption of the SAVE II programme, which could not take place at this Council meeting due to the delay in the European Parliament second reading, it was agreed to instruct COREPER to

finalise proceedings without delay with a view to ensuring final adoption (as an A-point) before the end of the year.

At the final joint Press Conference (Presidency-Commission), Commissioner Papoutsis emphasized that the discussions and the Council Conclusions on the common rules for the internal market in natural gas were a "very significant first step towards achievement of the natural gas internal market". This first step is important because "we can exploit the political momentum created by the agreement on the internal market in electricity".

The Commissioner expressed his optimism that an agreement on natural gas could be reached "in the coming months, and in particular during the Dutch Presidency, as all delegations have manifested the political will to go forward and agree as soon as possible".

Furthermore, the Commissioner expressed his "disappointment that the Council did not adopt the SYNERGY programme, which is of major importance to the Union and the European energy industry as regards international energy cooperation and promotes the energy interests of the Union and the Member States". The Commissioner said that "it is a great pity that even for a very few million ECUs we could not reach agreement".

He expressed the hope that COREPER would deal with this issue immediately and that an agreement/adoption would be reached before the end of the year during the Irish Presidency.

Finally, concerning Renewable Sources of Energy, the Commissioner said that has been "great support for the Commission's approach", which is "a very encouraging message" in order to promote their "substantial environmentally friendly energy sources".

GREEN PAPER "ENERGY FOR THE FUTURE: RENEWABLE SOURCES OF ENERGY"

The European Commission adopted on 20 November 1996 the Green Paper "Energy for the Future: Renewable Sources of Energy"¹, launching a debate for a European Union strategy and action plan aimed at increasing the market penetration of these important energy sources. With this Green Paper, the European Commission gives a political signal to stimulate action for promoting energy sources such as wind, solar, biomass and small hydropower. Currently these renewable energy sources are far from being used to their full potential and make a disappointingly small contribution of less than 6% to the European Union's energy balance. The Green Paper analyses the current

situation, describes the advantages of renewables for the European Union, identifies the obstacles hindering their wider use, and puts forward ideas for a focused policy framework for action.

The European Commission will present in 1997 a comprehensive Strategy for renewable energy sources, in the form of a White Paper, with an Action Plan to implement it.

Energy Commissioner Christos Papoutsis who took the initiative for the Green Paper stated: "Renewable sources of energy constitute an economically valuable and environmentally friendly, indigenous energy resource for the European Union and many other parts of the world. Despite the fact that we in Europe have developed the technologies necessary to harness renewable energies efficiently, they are not been widely used. With this Green Paper we want to promote proactive policies and ambitious objectives for exploiting the potential of these clean and abundant sources".

The Green Paper puts forward for comment suggestions to be included in a European Union strategy:

- ♥ A clear, ambitious, and yet realistic, objective for increasing the contribution of renewable sources of energy to the European Union's energy balance as a way of stimulating action. If the Union could double the current contribution from these sources by 2010, reaching 12%, this would result in very significant reductions of CO₂ emissions by almost 400 million tons per year, as well as other benefits;

- ♥ The strengthening of policies at both Member State and European Union level, and improved coordination and cooperation on renewable energy sources in order to achieve a significant market penetration of renewables. This necessitates the reinforcement of several policies affecting the development of renewable sources of energy, such as fiscal, research, regional, agricultural, environmental, external and energy policies.

The policy measures identified in the Green Paper are aimed at counteracting the obstacles to a more widespread use of renewable energy sources. Although technological development in the field of renewables has in recent years been significant and many of the technologies either are, or are becoming, economically viable, renewable sources of energy are currently unevenly and insufficiently exploited in the European Union.

The obstacles are primarily related to market imperfections and to the fact that the prices of conventional fuels do not reflect the full environmental cost they impose on society.

¹ COM(96)576

Renewable sources of energy should be promoted for a number of reasons:

- ◆ They go hand in hand with the objective of protecting the environment, and in particular help reduce CO₂ and other emissions;
 - ◆ Being indigenous sources they contribute to reducing dependency of energy imports;
 - ◆ They are advanced technologies, which can play a role in revitalising sectors of European industry and contribute to competitiveness;
 - ◆ They generate employment, in particular in SMEs;
 - ◆ They are an important aspect of regional development and are well suited to decentralised energy systems;
 - ◆ Their development is favoured by the general public, in particular for environmental reasons;
- They contribute to solving energy and environmental problems in developing countries, and at the same time provide export opportunities for European industry, which in many cases are world leaders as regards renewable energy technologies.

THE ALTENER PROGRAMME: CONFERENCE
ON RENEWABLE ENERGY ENTERING THE
21ST CENTURY, SITGES (BARCELONA), 25-
27 NOVEMBER 1996

Renewables currently meet only around 6% of the European Union's energy needs. However, according to the European Commission, renewables have the potential to contribute about 15% of the Union's primary energy demand by 2010.

The European Commission has requested IDAE and ICAEN in collaboration with the European Energy Network (EnR) to organise a Conference at European level for the purpose of taking stock of the programme's results to date and proposing new directions and activities for ALTENER II.

PROVISIONAL SUMMARY

This Conference, entitled 'The Altener Programme: Renewable Energies at the onset of the 21st Century', was attended by no less than 700 Renewable Energy experts from 20 European countries, including both industrial and R & D representatives, as well as those of the world of finance and elected representatives at European, national, regional and municipal level. Among many other personalities present were the Spanish Minister for the Environment, Sra. Isabel Tocino, and the Counsellor (Minister) for Internal Affairs of the Catalan government.

The Conference was the first occasion on which it proved possible to bring together representatives of

every Member State of the European Union to give an overview of their respective national policies concerning Renewables. Among the main conclusions was thus an expression of political will to give all appropriate support to these types of energy², and a concerted effort to encourage and support both manufacturing and trade based on this sector, the contribution of which to European job and wealth creation is already significant and is capable of great expansion if the targets proposed in the Altener programme are attained.

The Conference included an in-depth analysis of the results obtained so far under the ALTENER programme (1996 having been its fourth and penultimate year). It also declared the absolute necessity for 'Altener I' to be followed by a second programme with the central goal of increasing the proportion of EU energy supply to be covered by Renewables from the present 5.6% to 12% in 2010.

In the Plenary Session of the Conference, it was noted that national policies in most EU Member States emphasize the need significantly to increase the use of renewable energies in the years to come.

There is a wide diversity in the forms of action as between the different Governments, the major distinction appearing to be between those that have quantified their ambitions, and those that actually define practical action strategies. These widely varying national policies are either implemented in programmes that include all renewable energies and determine means of action, or else aimed at promotion in specific sectors.

Regional governments are acquiring increasing powers in the energy field, and this is a further factor making effective co-ordination among regions themselves, as well with and between the national governments, a growing priority for energy policy at all the levels mentioned, including that of the EU.

The technological and industrial development of Renewables offers a double promise: both to optimize the use of indigenous resources and the existing opportunities for business on a world level, and to promote export business for the European Union, whether of technologies or indeed of energy from any source which can be substituted for domestic consumption by that obtained from Renewables, where this is possible and appropriate from technical and supply security points of view.

² See report on the December 3 Energy Council meeting, in this section, and also the Commission's recent Green Paper on Renewables, *ibid.* (the latter is available on request, including by E-mail, or at the DG XVII Internet site in 'europa' - see notice at the end of this issue)

Wide differences however exist between Member States as regards both economic and human resources available, let alone actually deployed, for the promotion of renewables.

ASSESSMENT OF ALTENER 'I'³

- Of the 213 projects approved under the first programme so far, 37 have been completed.

- The promotion of Renewables must be an overall aim of energy policy and not simply of a 'stand-alone' programme such as ALTENER.

- To reach the aims, both more effective co-ordination and more realistic budgetary resources are required in many Member States.

- A distribution of the principal targets according to the varying basic characteristics and potential of the Member States is a pre-requisite, and for this effective marketing is essential.

- 1997 as the last year of the current programme will be a year of transition towards ALTENER II and only a limited budget can be relied upon.⁴

GENERAL CONCLUSIONS

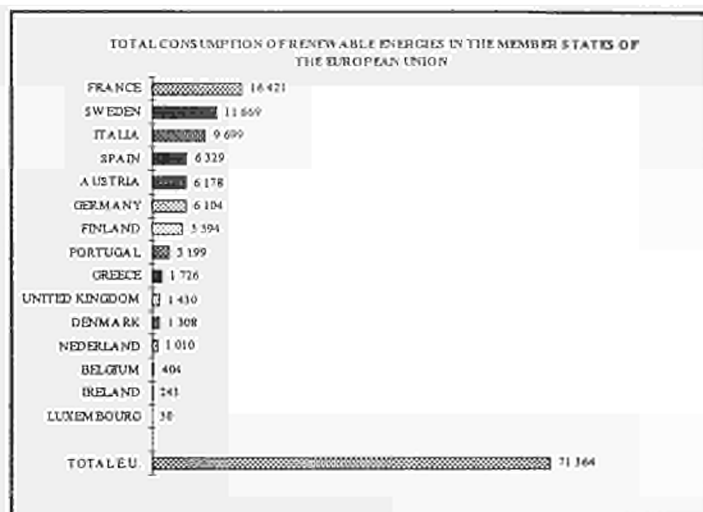
Situation in Europe:

The EU Statistical Office (EUROSTAT) in the regular Energy Statistics series gives the situation as regards Renewables in Europe in 1994. These data are the result of the work carried out since 1989⁵, which has at least ensured transparency in the the situation of the different RES technologies in the Member States, developing a common methodology and integrating statistics on renewable energies throughout the general statistics for all energy sources which EUROSTAT publishes.

³ Main aims of the first programme: to double the proportion of Renewables in total EU energy consumption, from 4% in 1991 to 8% in 2005, to triple Renewables-sourced electricity production, and to attain a market share of 5% of total vehicle fuel use for bio-fuels. The first and second goals are still regarded as attainable within the time-frame of the first programme, the third not due to the difficulties inherent in the fuel taxation area, and the shortage of raw materials (whether suitable waste or by-products or specifically grown calorific crops).

⁴ A proposal for an 'ALTENER II' is expected to be adopted by the Commission around the time we go to press (January 1997) for consideration by the Council of Ministers. The assessment tasks provided for in the 'Action Plan' will be included in it.

⁵ Including the 'European Renewables Energy Study' (TERES I) commissioned by DG XVII and completed and published by us in 1993 (for the Executive Summary, see *Energy in Europe*, N° 22 (December 1993), p. 86). The updated study 'TERES II' was presented at the Conference, and will be available soon in printed and subsequently CD-ROM versions.



The Renewables study 'TERES II' was presented in summary form at the Conference, and forecasts that RES will represent according to different scenarios 7.4% and 14% of EU primary energy supply in 2020. This would represent a market for the EU(15) of between 78 000 and 266 000 million Ecus in 2020.

The forecasts with respect to world renewable energy markets for 2020 suggest that they will be between five and ten times larger than the European market alone. The European RES industry is already the world leader in some fields, and with a solid internal basis, and the necessary political endorsement, might become the leading world supplier of technologies for renewable energies.

Regarding investment and employment, if support policies for duly identified "best practices" are included, as in the most optimistic scenario of the 'TERES II' study, this would mean, in the most a further investment of 180 000 million Ecus on the Renewables internal energy market up to 2020, which would lead to the creation of 500 000 jobs, above all in rural areas, thereby responding most effectively to several of the principal overall objectives of EU structural and social policies.

The Conference also included working sessions on eight priority areas for the development of RES: market and financial instruments
training and information
local and regional energy planning,
infrastructures, feasibility studies and assessment methods,
wind, mini-hydro, and solar-voltaic generation
solar heat, cold, and light production and bio-climatic architecture

electricity and heat production from biomass, waste, and geo-thermal resources
liquid bio-fuels

Detailed conclusions on these will be included in our next issue, and will shortly be available also on the DG XVII Internet site.

THE 5TH EUROPEAN UNION
HYDROCARBONS SYMPOSIUM,
EDINBURGH, 26/28 NOVEMBER 1996

The Directorate-General for Energy has organised a major symposium on "the strategic importance of oil and gas technology under the Joule-Thermie Programme which was held at the new Edinburgh International Conference Centre from 26 to 28 November 1996.

This symposium was a showcase for new technology, especially that supported by the EU's Joule-Thermie Programme, as well as an opportunity for policy discussions on the global competitiveness of European industry, security of supply and environmental protection. These are of course among some of the main goals of EU energy policy.

High level representatives from the European Commission, the European Parliament, national governments, international organisations, and from the oil and gas industries debated these issues in a plenary session, during a round table panel discussion and in parallel technical sessions. Exploration, production and transport - with particular emphasis on sub-sea technology and environmental considerations - will be the main topics of these sessions.

The key aim of this event was to spark meaningful debate on the value of continued EC support for R & D and full-scale demonstration of innovations emanating from European industry.

ENERGY CONSULTATIVE COMMITTEE:
OPENNESS AND TRANSPARENCY FOR
ENERGY POLICIES AND ACTIONS

On the initiative of Christos PAPOUTSIS, the Energy Commissioner, the European Commission adopted a decision⁶ setting up an Energy Consultative Committee in order to ensure that there is openness and transparency in the future development of energy

policies and actions at Community level. The purpose of setting up the Energy Consultative Committee is to provide a forum for developing new ideas concerning European energy policy and the basis for an informal and yet institutionalized dialogue whereby the Commission can enlist the support of the energy sector when preparing its decisions.

The Energy Consultative Committee will be involved in the framing of the Commission's energy policy proposals. It will have three main tasks:

- ◆ To identify energy policy areas in which Commission action is needed;
- ◆ To advise on how to implement the Commission's proposals;
- ◆ To deliver opinions on proposals before they are officially adopted by the Commission.

Commissioner PAPOUTSIS had mentioned the setting-up of the Energy Consultative Committee at an information meeting of the Energy Council in February 1996 in Bologna. In addition, the White Paper on an energy policy for the European Union advocates a number of energy policy instruments, including an Energy Consultative Committee which would play a central role in the process of framing energy policy.

Commissioner PAPOUTSIS stressed that 'Energy policy can only be developed and implemented effectively with the support of those actively and directly involved and concerned by it. That is why I want to assemble energy producers and consumers and unions and environmentalists around the same table. I believe that this new approach will help to bring about an energy policy based on cooperation and transparency.'

The Consultative Committee will consist of 31 members representing the bodies consulted during the preparation of the Energy Green Paper and the White Paper on an energy policy for the European Union which indicated the importance they attach to dialogue and transparency in the formulation of energy policy: 15 members representing the energy industry as a whole, 8 members representing energy consumers, 6 members representing energy sector unions and workers, one member representing environmental protection organizations, and one representative of the Commission departments.

An alternate will be appointed for each full member. The term of office of full members of the Energy Consultative Committee and their alternates will be three years and may be renewed once.

⁶ 96/642/EC, 8.11.96, OJ L 292, 15.11.96, p. 34.

**EU AND GCC PAVE THE WAY FOR
NATURAL GAS COOPERATION - DOHA,
QATAR, 17-18 NOVEMBER 1996**

A conference entitled "EU - GCC: Extending the Partnership to Natural Gas" was held in Doha, Qatar on 17-18 November 1996 under the auspices of the Minister of Energy and Industry of the State of Qatar. It was jointly organised by the Directorate-General for Energy (DG XVII) of the European Commission, under its Synergy programme, and the Gulf Cooperation Council General Secretariat.

This event was a milestone in the long-standing energy cooperation between the EU and GCC and succeeded in attracting over 300 high-level participants representing institutions, public and private, industries and companies from Europe and GCC countries.

The conference recommended that it is in the common interest of the GCC and EU to explore together ways and means of realising the potential for natural gas trade which exists between the two regions. Specifically, it was recommended that:

- ◆ The importance of natural gas is henceforth fully recognised in EU-GCC relations and, moreover, natural gas forms a separate and substantial item on the policy agenda of future meetings of the EU-GCC Energy Working Group, and
- ◆ A joint study is launched by the GCC Secretariat General and the European Commission, associating industry from both regions, to provide further, in-depth examination of the issues raised at this conference, with a view to enhancing the prospects of natural gas trade between the EU and GCC countries.

The conference confirmed the importance of establishing closer links between the two regions in the gas sector and the significant impact that this could have in :

- enhancing the complementarity between GCC and EU energy systems and economies;
- ensuring that both regions contribute effectively to the security of world energy supply and demand, and
- protecting the environment of both regions.

High-level speakers from both regions emphasised the use of natural gas as an energy resource that fulfils the strategic objective of securing energy supplies on economic terms while offering environmental advantages. It was agreed that a good mutual understanding between producer, consumer and transit countries, together with closer economic cooperation will help to reinforce the stability of international gas markets. Trade in natural gas between the GCC countries and the EU, could be beneficial to both, the

former diversifying its customer base and the latter its supplies.

To realise the potential for natural gas trade, the EU and GCC countries must work together to meet the challenges ahead and make the necessary commitments.

**SPEECH BY COMMISSIONER PAPOUTSIS ON
"COMMUNITY POLICY ON RENEWABLE
SOURCES OF ENERGY AND THE WORLD
SOLAR SUMMIT PROCESS" - WORLD SOLAR
SUMMIT, HARARE, ZIMBABWE,
16-17 SEPTEMBER 1996**

Main points of Commissioner C. Papoutsis' speech:

..."The European Union has a clear and firm commitment to promoting the development of renewable energy sources both in Europe and world wide, as has been highlighted most recently in the White Paper on Energy Policy."...

..."The Commission welcomes the idea of launching a World Solar Decade 1996-2005. We attach great importance to the implementation of a series of renewable energy projects which could serve as demonstration projects."...

..."We look forward to the future, to concrete results from this meeting in Harare. We need to take advantage of the momentum created. We need to mobilise our human and financial resources towards making the renewable energy sources a reality in each and every one of our countries."...

..."The implementation of hundreds of strategic and priority projects on a global level has to be our first priority. This requires a great deal of financial resources. Given the significant advantages offered by renewable energy sources, we must put pressure on the international, national and regional financing mechanisms to allocate a significant part of their resources to the promotion of renewable energy applications."...

..."There are tremendous opportunities for development of renewable energy sources in all our countries. I can assure you that as far as the Commission is concerned, we will do everything to ensure that renewable energy sources are duly considered in all the relevant financial support mechanisms."...

..."Renewable sources of energy constitute an economically valuable and environmentally friendly indigenous energy resource. Despite the fact that we

have developed the technologies necessary to harness renewable energies, they are far from being fully exploited."...

..."I am convinced that the development of renewable sources of energy provides opportunities which must be seized both by the more industrialised and the lesser industrialised and developing countries."...

..."We also need to create a favourable climate internationally for the further promotion of these energy sources(...) I believe that there must be a follow up to the Summit. Actions associated with the World Solar Decade must lead to a further increase of international cooperation in the renewable energy field."...

..."Renewable energy sources are the oldest energy sources in the world. We now have some of the most advanced and most appropriate technologies at our disposal in order to exploit them. I firmly believe that renewable sources of energy will be a key to our development in the 21st century."

STRENGTHENING COOPERATION ON ENERGY MATTERS BETWEEN THE MEMBER STATES AND THE COMMUNITY

On 4 October 1996, the European Commission adopted a proposal⁷ for a Council Decision establishing a framework for cooperation between the Community and the Member States around agreed common energy objectives.

These objectives will contribute to achieving a high level of competitiveness, increasing security of supply, protecting the environment, promoting the rational and efficient use of energy resources and new and renewable energy, promoting international energy cooperation and liberalisation, ensuring transparency of national and Community actions, and developing an analysis and monitoring of the energy market.

Upon adoption of the proposal for the Council Decision, at the initiative of Energy Commissioner Christos Papoutsis, the latter declared: 'The Commission has fulfilled one major engagement undertaken with the White Paper on Energy Policy proposing the strengthening the cooperation on energy matters between the Member States and the Community. The vital and strategic importance of energy for our societies obliges us to have agreed objectives in order to be able to formulate an energy

policy at Community level which takes into account the objectives of security of supply, environmental protection, job creation, greater business efficiency and economic and social cohesion. I hope that the Council will very soon adopt the proposed Decision.'

The proposed agreed common energy objectives are:

- ♣ Energy policy at the Community level should contribute to the achievement of the various energy objectives set out in the Treaties notably, market integration, sustainable development, environmental protection and security of supply;

- ♣ The integration of the Community energy market, based on the principle of open and competitive markets, is essential for achieving flexibility, efficiency and long-term security in the energy sector;

- ♣ Transparent and undistorted energy prices with the aim of ensuring that markets for all fuels in the Community work efficiently and are fully competitive;

- ♣ In order to achieve the Treaty objective of sustainable development, energy and environmental objectives need to be integrated. Wherever possible the full cost of energy production and consumption should be reflected in the price. Economic non-fossil fuels such as renewables and nuclear incorporating the highest safety standards, can make an important contribution to this goal;

- ♣ Security of supply must be strengthened through improved diversification and flexibility of domestic and imported supplies, by developing environmentally sound indigenous energy resources and by ensuring that there is the ability to react quickly and with flexibility to supply emergencies, notably with respect to oil and gas;

- ♣ There should be a coordinated approach to external energy relations in order to ensure free and open trade and a secure framework for energy investments. Co-operation with non-member countries should be developed to enhance energy security, to achieve environmental goals and to stimulate the development and dissemination of appropriate energy technologies to third countries;

- ♣ Renewable energy resources should be promoted through supportive measures at both Community and national level with the aim of achieving for this fuel a significant share of primary energy production in the Community by 2010;

- ♣ Energy efficiency in the Community should be significantly improved by the year 2010 through an improved coordination of both national and Community measures.

In order to achieve the common energy objectives, the Commission will monitor how Community energy actions have contributed to supporting measures taken in Member States, will develop further forms of cooperation and will ensure information exchange and

⁷ COM(96)431final.

dissemination. The Commission will regularly publish reports examining to what extent national energy policies and Community policies are consistent with each other.

SPEECH BY CHRISTOS PAPOUTSIS AT THE
COOPERATION CONFERENCE -
13-15 OCTOBER 1996 - BEIJING

Main points of the Commissioner's speech :

(...) 'Indeed co-operation, particularly in the energy field, between China and Europe has historically played a key role in our relationships, and has been a point of entry for many other sectors.' (...)

(...) 'The European Union initiatives in the economic, social and political sphere share the basic aim of establishing ever closer links between our two regions, in order to provide stability in our economic and trading regimes, protect the environment, and give security to world energy production and consumption.' (...)

(...) 'Given that coal is the most important primary energy source in China, this sector was a natural choice for our discussions. China is also a net importer of oil and of course a major producer. Natural gas is a sector which has enormous potential, and electricity supply is vital for China's economic growth. In all these areas there is a common thread.

It is important to eliminate any uncertainties which may continue to exist in respect of investment conditions and the legal framework which applies. Continuity is necessary to maintain the proper level of investment activity, both here in China and in Europe, and to enable us to go forward. There cannot be investment without an appropriate legal framework.' (...)

(...) 'Energy policy can no longer be applied without due attention being paid to the interrelationship of an increasingly interdependent world economy, in which China is taking its rightful place. Long term issues such as population and economic growth are raising serious concerns.' (...)

(...) 'Added to this is the necessity to develop and implement advance technologies for the production and consumption of energy, given the limited available resources, as well as safety, security and environmental constraints.' (...)

(...) 'It goes without saying that this will require massive investments. Furthermore, China and India,

given their huge coal consumption, could emit about 25% of the world's CO₂ by the year 2010. The European energy industry has got the experience, the technology and the willingness to co-operate with China in the important sector of clean coal combustion for power generation.' (...)

(...) 'Accordingly, I regard international co-operation in the energy sector as an integral part of the global effort to increase prosperity in all our countries, developed and developing.' (...)

(...) 'Greater attention will need to be paid to developing viable, decentralised energy solutions, particularly for rural electrification. I know that China is paying particular attention to this issue. I am therefore pleased to see that the Conference will devote some time to discussing renewable energies.

Here again the European energy industry has developed experiences, which China may wish to take in due consideration. We need to place at the forefront the important environmental considerations in respect of energy projects, and implement new and clean and efficient technologies.' (...)

(...) 'Finally in all of this, the role of the State is undergoing a redefinition. We can observe this in the new forms of public and private partnerships which are emerging.

For my part, I prefer to see individual governmental policies concentrating on establishing long-term orientations and the appropriate regulatory system, while leaving production and distribution of energy to the market oriented operators. European industry has a long history of co-operation with China, but it is critical at this time for the industry to be able to build on this by being facilitated, with direct access to the Chinese national market.

This is particularly true in the oil and electricity sectors, where full participation will be of benefit to all concerned, whereas a limited involvement could undermine the whole exercise, by reducing the level of ongoing or planned investments.' (...)

(...) 'I am fully convinced that giving the European energy industry the adequate access to the Chinese energy market, especially in the oil and electricity sectors, would be in the mutual interest of both China and Europe.' (...)

(...) 'The Energy Charter Treaty provides all Contracting Parties with the essential provisions and principles to tackle issues relating, among other things, to transit, trade and tariffs of energy products and

materials, access to energy resources and technology, and energy investments.

The adoption by China of legislation in conformity with the principles and provisions of the Energy Charter Treaty would to a large extent contribute to establish a proper climate for attracting investments in the energy sector. We should perhaps together give this issue the appropriate consideration in the near future.' (...)

**RESULTS OF THE EXTRAORDINARY MEETING
OF THE ENERGY COUNCIL - LUXEMBOURG -
20 JUNE 1996.**

After fruitful and constructive discussions, the Council at this meeting unanimously reached a final political agreement on the Directive concerning common rules for the internal electricity market. Germany has a parliamentary reserve until the end of the month.

The Council at its scheduled meeting on 7 May had already made real progress towards political agreement on key issues concerning the internal electricity market proposal and also agreed this extraordinary meeting, just before the Firenze European Council on 21 and 22 June 1996, with the specific aim of reaching a final decision on a common position on the Directive 'according to the procedures set out in the Treaty'. At the 20 July meeting, it proved possible to reach an agreement on the possibility of Member States imposing public service obligations on electricity companies by fully respecting all the provisions of Article 90 of the Treaty and in particular those concerning competition.

Furthermore, the Council defined the principles and the structure of article 19 of the proposed Directive which deals with the modalities of opening up the internal electricity market. The principles, as set out by the Presidency, are the significant initial degree of opening, progressively towards further opening, and a clause to prevent market disequilibrium during the transitional phase. The details (i.e. exact degree and rhythm of opening as well as the duration of the transition period) were also decided during the extraordinary Council meeting.

Both the President of the Council, Italian Industry Minister P. Bersani and Energy Commissioner Christos Papoutsis expressed their "deep satisfaction" at this "important decision", which, according to the Commissioner, constitutes "a very significant and essential step and a clear sign of the political will of the Member States to achieve the internal energy market".

As stated in the conclusions of the Energy Council of 7 May 1996, the only outstanding points were articles

19 and 25 of the Directive. On 7 May 1996, the Council defined the principles and the structure of Article 19 of the proposed Directive which deals with the modalities of the opening of the internal electricity market.

The remaining essential issues were the exact degree, rhythm and the timetable of the opening of the market as well as article 25 concerning the revision of the Directive.

Final decisions and political agreement reached on 20 June:

- ◆ The initial degree of opening of the national markets will be 22% and shall be calculated on the basis of the Community share of electricity consumed by final consumers consuming more than 40 GWh per year.

- ◆ The degree of opening will be progressively increased over a period of six years. This increase will be calculated by reducing the Community consumption threshold of 40 GWh to a level of 20 GWh annual electricity consumption (27% opening) three years after the date of implementation of the Directive and to a level of 9 GWh annual electricity consumption (32 to 33% of opening) six years after the date of implementation of this Directive

- ◆ The Commission shall review the application of the Directive and submit a report on the experience gained on the functioning of the internal electricity market in order to allow the Council to consider in due time the possibility of a further opening of the market which would be effective nine years after the entry into force of the Directive taking into account the coexistence of the "Negotiated Third Party Access" and the "Single Buyer" systems.

- ◆ Member States shall bring into force the laws necessary to comply with the Directive by two years. This date will be the implementation date. Greece, Belgium and Ireland may dispose of an additional delay of respectively 2 years, 1 year and 1 year to apply the obligations coming forth from the Directive.

- ◆ Indicative timetable:

1 January 1997 = indicative date of entry into force (40 GWh threshold can be practically implemented but is not legally enforceable).

1 January 1999 = End of transposition of the Directive into national laws (40GWh threshold legally enforceable).

1 January 2000 = 20 GWh threshold (27% opening) comes into effect.

1 January 2003 = 9 GWh threshold (32 to 33% opening) comes into effect.

1 January 2006 = Review of the Directive.

- ◆ The application of the safeguard clause (art. 19. 5), which is foreseen to avoid disequilibrium in the

markets, will be reviewed by the Commission four and a half years after the entry into force of the Directive on the basis of market developments taking into account the common interest. In the light of experience gained, the Commission will evaluate the situation and submit a report to the Council making the appropriate proposals.

◆ General rules for the organisation of the market: the two systems must lead to equivalent economic results; Member States may impose public service obligations on electricity companies, in the general economic interest, but these must be clearly defined, transparent, non-discriminatory and verifiable. Member States may moreover decide not to apply certain provisions of the Directive "insofar as their application would obstruct the de iure or de facto satisfaction of such obligations imposed on electricity utilities in the general economic interest and insofar as the development of trade would not be affected to such an extent as would be contrary to the interest of the Community which includes, inter alia, competition with regard to eligible customers in accordance with the Directive and with Article 90 of the Treaty".

At the final Press Conference, Commissioner Christos Papoutsis among other remarks set out the main characteristics of the Directive:

- ◆ this directive is the second, intermediary phase of the whole process of the achievement of the internal electricity market. The final stage will be decided at the end of the 9 year period;
- ◆ it is based on coexistence of the two systems (negotiated Third Party Access and Single Buyer;
- ◆ the progressivity of the opening of the market,
- ◆ the significant degree of opening in a period of six years being 32 to 33% and representing a market of 45 billion ECU per year,
- ◆ the balance, sought by the Commission, between obligations of public service and obligations and principles of free competition as provided for by the Treaty, the obligation for a complete transparency of prices.

He also stressed that in this stage there is an opening benefiting mainly the industry, which consumes 44% of electricity production in the European Union. As he said, "the progressive opening will significantly facilitate the reduction of operational costs and consequently the increase of their international competitiveness, while at the same time there will be the possibility of competition on the production and distribution level leading to more competitive prices, more rational organisation of the market and higher quality of services offered".

The Commissioner expressed the conviction that

yesterday's decision "is a very significant and historical one which finally will be to the benefit of the of society and not only of industry".

CONFERENCE OF MINISTERS OF ENERGY - TRIESTE (ITALY) 7-9 JUNE 1996

The aim of the Ministerial Energy Conference, which was held in the context of the follow-up of the Barcelona Conference, was to reinforce and enhance Euro-Mediterranean co-operation in the field of Energy.

As Commissioner Christos Papoutsis said, the Trieste Conference was 'the first concrete and successful step for putting into practice the Euro-Mediterranean energy co-operation'.

As stated in the Conclusions of the Conference, Ministers agreed that:

- ◆ The Energy Charter Treaty could be considered as a reference instrument which would be able to promote investments and trade and to create the conditions for efficient and transparent relations in the partnership. For the countries who have not yet signed the Treaty, the accession to it may be considered as an appropriate form of participation;
- ◆ An effort to harmonise legal and contractual rules applied to the energy sector in the Southern and Eastern Mediterranean countries should be made in order to favour investments by foreign companies;
- ◆ The development of a Euro-Mediterranean gas and electricity network, including the Trans-European regional and local energy networks constitutes a significant contribution to economic and social development in the area and for strengthening the security of supply for all the partners;
- ◆ An effort should be made to identify efficient ways to promote international investments, including methods of providing better cover of investment risks, with the participation, where appropriate, of interested companies, to allow the financing of projects;
- ◆ Considering the important interrelations between energy and environment, environmental objectives should be taken into account in the framework of the energy partnership;
- ◆ An effort should be made to improve energy efficiency, to develop renewable energy sources, in particular for thermal use and electricity production and the electrification of rural areas;
- ◆ The Euro-Mediterranean Energy Forum could ensure the continuity of dialogue amongst all the partners at political as well as expert level and could promote projects for regional interest.

The creation of the Forum was suggested by the Commission and its general objective will be to contribute to the organisation and the monitoring of the energy co-operation. As Commissioner Christos Papoutsis pointed out, the Forum will act according to an Action Plan for five years, will constitute a light, non bureaucratic and flexible framework for exchange of information and for dialogue and will identify the priority network projects of common interest.

The Members of the Forum will represent the European Union, the Commission, who will ensure the functioning of the Forum on a day to day basis, the 12 Mediterranean partners and possibly the EIB. Outside partners, as financial institutions, the industry, trade unions and the Secretariat of the Energy Charter will be allowed to voice their views.

As far as the Energy Charter is concerned, the Commission will organise in Autumn 1996 a briefing session on the Charter and the Charter Treaty in order to have all interested Mediterranean partners informed on it as well as on the modalities for organising consultation with a view to their participation in the forms most closely corresponding to the needs of individual countries.

At the final Press Conference, Commissioner Christos Papoutsis stressed inter alia:

- The success of the Trieste Conference, the fruitful discussions and the significant contribution of the industry (representatives of which participated in the first day's 'Industrial Session');
- A new element of policy decided by the Conference: the promotion of Euro-Mediterranean networks and their simultaneous connection with inter-Mediterranean networks, as well as with their regional and local interconnections;
- The first Euro-Mediterranean network project, which will be inaugurated shortly, is the GME gas pipeline (Gazoduc Maghreb-Europe) between Algeria-Morocco-Spain with a later prolongation towards Portugal and France;
- The importance of the promotion of energy efficiency and development of renewable energy sources in the Mediterranean partners, a fact showing the will to use clean energy in order to protect the environment. It is a political choice with high cost but 'it is necessary to invest in order to protect our future';
- Euro-Mediterranean energy co-operation must not fail, because we have to ensure the diversity of our energy supplies, facilitate the economic and social development of our Mediterranean partners and live in a climate of peace and friendship.

RESULTS OF THE ENERGY COUNCIL - BRUSSELS, 7 MAY 1996

EURO-MEDITERRANEAN CO-OPERATION

The Council, as it was expected, adopted a text of Conclusions concerning the co-operation with the Union's Mediterranean partners in the energy sector. The Conclusions, which are based on the recent Commission's Communication, will serve as the European Union's position and views at the Euro-Mediterranean Conference of Energy Ministers to be held in Trieste, Italy on 7, 8 and 9 June 1996.

In its Conclusions, the Council inter alia:

- ♦ Considers that the Trieste Conference should give an impetus to Euro-Mediterranean energy co-operation and define guidelines for the partnership, launch a debate around themes such as modalities of possible participation in the European Energy Charter, the implementation of projects of common interest in the field of the Energy TENs and the definition of priority actions in the energy field which should deal with the guidelines for energy policy in each of the partners countries;
- ♦ In view of the Trieste Conference, invites the Commission to define the methods to facilitated access to the MEDA Programme by technical assistance projects, accelerate its analysis of the existing mechanisms and study possible complementary mechanism to promote investments and set up the most useful framework for co-operation within which to ensure continuity of dialogue and the management of White Paper on Energy Policy.

As expected the Council adopted a Resolution welcoming the Commission's White Paper as a useful basis for further work in view of the fact that it endorses the necessity of reconciling the objectives of competitiveness, security of supply and protection of the environment taking into account the principle of subsidiarity and economic and social cohesion.

Furthermore, with its Resolution, the Council considers that the accomplishment of Community objectives requires the use of all instruments available in the Treaties involving, inter alia, the improvement of the functioning of the internal energy market, a consistent approach in the environmental field, the development of TENs, the setting of energy priorities in research programmes and a consistent approach in external relations. It also considers that the promotion of new and renewable energies and energy efficiency can make a valuable contribution to a safer and healthier

environment and reduce the Community's energy dependence on external sources.

NATURAL GAS SUPPLY AND PERSPECTIVES

Ministers adopted a text of Council Conclusions confirming the need for further development and interconnection of the gas network inside the Community and outside with external suppliers, noting that co-operation within the Union and bilaterally can give added value to the security of supply, recognising the need to continue the promotion of closer relations with producing and transit countries and requesting the Commission to examine in depth: the situation concerning security of supply, the implications at Union level of the diversity of supply situations of Member States, the overall security of the EC's gas system, as well as the conditions which would enable the development of networks and improve security of supply in an efficient way.

SAVE II PROGRAMME

The Council reached a political agreement on its common position regarding the proposed decision for a multiannual programme for the promotion of energy efficiency in the Union. The common position was taken adopted on 8 July 1996 and will lead to the SAVE II Directive.

The Programme was adopted unanimously, but only writing into the text a budget of 45 million ECU instead of the 150 million ECU indicative amount proposed by the Commission. The Commission made a statement included in the minutes declaring: 'The Commission deeply regrets that the Council has given indications for the budget of the SAVE II Programme which are so low as to seriously put into question the achievement of the programme's objectives for energy efficiency improvements and for the stabilisation of CO₂ emissions. The Commission reserves its right to re-examine the situation during the second reading in the light of the European Parliament's opinion'.

Nine Member States also deposed a statement for the minutes expressing their regret that it has not been possible to reach agreement on a 'more substantial budget, with a result a 'seriously reduced contribution to energy efficiency and to the attainment of the established objective of stabilising EU's CO₂ emissions'.

SYNERGY PROGRAMME

The Council had a brief debate on the proposal for a Regulation concerning this programme.

Commissioner C. Papoutsis underlined the importance the Commission attaches to questions of international energy co-operation and expressed the hope that the programme would be adopted during the next Irish

Presidency. The Council instructed COREPER to pursue the examination of the proposal for a Regulation, while taking account of the observations made during the debate.

IRP DIRECTIVE

The Council had a short debate on the actual situation of the dossier. A number of Member States repeated their position in favour of a Recommendation only and not a Directive.

Commissioner Papoutsis stated that he is somewhat disappointed with the progress being made on this dossier and expressed the Commission's satisfaction with the fact that virtually all the delegations are in agreement with the objective of the proposed Directive. He further said that a Recommendation would not achieve the objective set and would simply be an endorsement of the status quo.

The Irish Delegation stated that during the Irish Presidency it will try to 'positively progress this matter'.

EUROPEAN ENERGY CHARTER

The Council took stock of the situation regarding the European Energy Charter and reiterated its strong support and firm commitment for the Energy Charter Treaty process. The Member States of the European Union expect to finalise their ratification process by autumn 1996. The Commission and Council stressed the importance of a speedy ratification by the Member States and the conclusion of the Treaty by the European Communities.

REPORT ON OIL SUPPLY AND THE REFINING INDUSTRY

Commissioner Papoutsis presented the Commission's report emphasising that the Commission believes that 'as a response to the difficult conditions such as poor profitability, some restructuring of the refining sector, which may include refinery closures and will depend on decisions made by individual refiners, is likely. These decisions should take place in the most cost-effective way and satisfy the competition rules of the Treaty. In this context and in order to avoid refiners opting to invest outside the European Union for higher returns, a good climate for investment needs to be maintained.' The Council instructed the COREPER to examine this report with a view to prepare further Council considerations.

INTERNAL ELECTRICITY MARKET

(see report on results of the 20 June meeting, at which agreement was made possible by the progress achieved on 7 May and concertation between the two meetings).

WORKSHOP ON "TRANSBORDER CO-OPERATION IN THE NATURAL GAS SECTOR IN EUROPE - BRATISLAVA (SLOVAKIA), 22-23 APRIL 1996

CONCLUSIONS

General

The European Workshop on "Transborder co-operation in the natural gas sector in Europe" held in Bratislava, Slovakia, on 22 and 23 April 1996, was organised under the Synergy programme managed by DG XVII.

Altogether 175 delegates from 30 different European countries participated in the Workshop, including Vice-Ministers and State-secretaries for Energy from countries of Central and Eastern Europe (or CEECs) such as Mr Jan Hijj of Slovakia, the hosting country, Mr Ramón de Miguel, then Director General for Energy at the European Commission, Mr Peter Schütterle, Secretary-General of the Energy Charter Secretariat, Mr Giles Chichester, Member of the Research, Technological Development and Energy Committee (CERT) of the European Parliament, Mr H.B. Verberg, President of Eurogas, Chairmen and CEO's from the European gas industry, senior representatives of ministries and institutions in the European energy sector, and executive officers of development and commercial banks including the EIB and the EBRD.

Experiences and examples of transborder gas co-operation in Europe

The Workshop offered ample opportunity for the exchange of practical experiences in the field of transborder gas co-operation. The many examples of cross-border co-operation presented during the Workshop will provide useful references and models for future, closer co-operation. In this respect, the Workshop proved to be a very successful forum for the decision makers concerned.

The experiences presented at the Workshop, including the rapid transition of the East German gas market from planned to free market economy offer many promising examples for the CEECs both regarding the preconditions necessary for transition and the positive results possible.

The development of a well integrated gas infrastructure is of vital importance to all European gas industries as it is a basic pre-condition for the realisation of a shared objective: to secure reliable and economic supplies for end-consumers.

The European gas industry is in a state of transition at present and a main issue for Central and Eastern European gas industries is to become fully integrated

into the European gas network and thus to diversify their gas supplies. The European Community fully supports these efforts and will co-operate with governments and industry in order to contribute as far as possible to the creation of a fully integrated trans-European network.

Gas supply options and security of supply

There is a strong wish in many CEECs to change the energy supply pattern in a more environmentally sound direction away from e.g. solid fuels such as lignite. In this respect, natural gas is considered an attractive option. With regard to gas supply, diversification is a high political priority of most CEECs.

Virtually all forecasts show European natural gas consumption growing in the years ahead, outstripping the growth in the use of other fuels, to take a growing market share, which may be as high as 25% of total energy supply for Europe as a whole by 2010. Increased gas demand is expected in all regional markets and in all market segments but especially in the power generation sector. The growing demand combined with an indigenous production which will eventually decline over time, means that increasing volumes will be imported from outside the EU to satisfy Europe's growing demand for gas. This means that new supply projects for Europe will be necessary.

During the Workshop, some of the most important existing and potential gas and LNG suppliers presented their views on Europe's gas supply options including Russia, Norway, the UK and Netherlands. With current annual exports of more than 100 billion cubic metres to Europe, the workshop confirmed the central significance of Russia for gas supply in Europe. As Russia will remain Europe's most important supplier, East-West co-operation will remain one of the most important challenges in the future.

As is the case for the EU, a mix of measures is necessary for the CEECs to ensure an adequate level of security of supply, including gas exploration (where appropriate), diversification of gas suppliers (or supply routes), development of storage facilities, increasing use of interruptible supply contracts (dual-firing) and back-up contracts with other suppliers/gas companies. Stronger co-ordination and co-operation between countries of Central and Eastern Europe and with other countries with regard to sourcing of additional gas supplies, creation of the required transportation routes, and utilisation of the respective capital investments was considered necessary. The intensification of domestic gas exploration and production will be pursued in a number of CEECs aiming at improving security of supply and reducing dependence on imported gas.

Perspectives for future natural gas co-operation between CEEC and EU

New projects

The Workshop demonstrated several examples of new supply projects under construction or planned which will result in gas supply diversification through new sources or new supply routes. A successful example of such a diversification is the HAG pipeline between Austria and Hungary offering Hungary diversification. Other new potential supply projects would likewise lead to an expansion of the CEEC gas network and its further integration with the West European gas network. Examples of such potential projects included the so-called PENTA pipeline system which would connect North-European gas supply systems and in particular the Yamal-Europe project to the South-European (Italian) grid; the VOLTA project supplying Russian gas to Italy; the Eurostorage Baumgarten project; and the Adria-LNG terminal project on the Croatian island of Krk.

Also the UK-Continent Interconnector is expected to have effects - at least indirectly - on the CEEC gas supply situation.

The international financial institutions support the development of the use of gas due to its favourable environmental characteristics and as it will also help the economies of CEECs involved in either production, transportation or storage of gas and the industrialisation of countries without gas activities today.

Key issues

The Workshop demonstrated several gas sector issues crucial for a successful integration of a pan-European gas market. One of the most important factors in this respect will be gas pricing policies in Central and Eastern Europe.

In order to accomplish the challenges faced by the CEEC gas industry, considerable investments will be needed in alternative supply pipelines, storage etc.

CEECs clearly suffer in their aspirations for gas supply diversification from gas market prices often below import costs and gas market prices in other European gas-importing countries.

Without an economically healthy gas industry in Central and Eastern Europe, the task of launching major new investments in gas supply diversification and network expansion and integration will be difficult to achieve. A sound market-based gas pricing policy reflecting international market border prices and domestic cost structures is a basic requirement in ensuring sufficient revenues to attract alternative gas supplies, make the necessary gas infrastructure investments and facilitate energy efficiency through a more rational use of energy. Gas prices in Central and

Eastern Europe will therefore have to gradually approach West European levels. Due to other policy priorities and the interests of the consumers, however, this process may take time. Gas pricing will therefore remain a key factor in gas sector developments in the CEECs in the years to come.

The preparation of the introduction of market based prices has, however, already started in several CEECs, for example Hungary. This will allow diversification of supplies, improve security of supply and allow an expansion of the gas market and thereby benefit the environment.

Gas market trends

The workshop demonstrated the increasing strategic and commercial importance of underground natural gas storage. In a market economy and with a possible surplus of gas in Europe in the future, a flexible and market-oriented gas supply system including storage becomes increasingly important.

Several CEECs are well placed to benefit from new business opportunities related to commercial international storage co-operation. The Slovakian gas system, for example, could become an important European gas hub in which respect, underground storage will play a central role.

In the 1990s, developments are taking place in the way the European gas industry is organised such as new and flexible short-term types of contracts (with reference to spot prices); the down stream involvement of producers; and the internationalisation of the gas business. From a situation where there were practically only two "points of contact" between the East and West gas industries (the delivery points at Baumgarten at the Slovak-Austrian border and Waidhaus at the Czech-German border), there is now a growing interdependence of European gas companies through new partnerships, privatisation and new ownership structures. This will further accelerate the process of integration of the European gas industry and the building of a common commercial and competitive framework safeguarding the interests of all parties. In this respect, the Workshop considered it necessary to have a satisfactory common legal framework protecting investments and contracts, encouraging the investors to continue to take risks. A guarantee of a fair sharing of costs and benefits between host countries and investors is a prerequisite for such a development. The provisions of the Energy Charter Treaty will play an essential role in this respect as will the approximation of CEEC energy sector legislation to the EU Treaties and legislation.

Trans-European Networks (TENs)

A set of EU legislative measures regarding the development of trans-European energy networks has recently been passed. These include guidelines which identify trans-European gas network projects of "common interest"; a series of measures of a technical and administrative character which aim at creating a more favourable context for the development of trans-European networks; and general rules for granting financial aid in the field of trans-European networks.

A number of the identified projects of "common interest" also concern countries in Central and Eastern Europe, such as the Yamal-Europe gas pipeline project from Russia via Belarus and Poland to the EU; the upgrading of the existing pipeline system from Russia via Ukraine, Slovakia and the Czech Republic; and the project for gas transit through Bulgaria to Greece. All these - and other possible projects which may spin-off from the major new supply projects to Europe - will benefit both the EU and the transit countries concerned. Situated between the world's largest gas reserves in the Russian Federation and a fast growing gas market in the EU, the CEECs are in an advantageous situation from which they may benefit by opting for the strategic energy choice of natural gas in their own energy supply.

The Workshop encouraged the CEECs to continue developing the ongoing and planned network interconnections which will contribute to the establishment of a future enlarged single market and invited the CEECs to reflect - in co-operation with neighbouring EU member states - on potential new trans-European gas projects of common interest for support under the TEN proposals.

Future priorities

The ongoing integration of European gas markets is an important driving force for change. The process of gas

market integration has several interrelated dimensions: further technical interconnections, legislative harmonisation and economic integration.

The primary responsibility for the success of the process of transition and restructuring of the gas sector in Central and Eastern Europe lies with the countries themselves. But West European gas companies, governments, investors as well as the European Union are prepared to play a constructive and supportive role in the process of restructuring the CEEC gas sector. The spirit of the Workshop clearly demonstrated this support.

Although the countries of Central and Eastern Europe already have made important and encouraging efforts in adapting their gas sectors to EU requirements, there is still a way to go with regard to restructuring, liberalisation, and privatisation of the gas industry. In order to fulfil the conditions for membership of the EU, harmonisation of CEEC gas policy legislation with "acquis communautaire" will have to be completed and the CEECs will have to follow and adapt to future policy developments and legislative initiatives in the European Union such as the completion of the internal market for gas.

In view of the strategic importance of the gas sector, the Workshop supported the Commission's initiative to establish a contact group of gas experts as a means to consolidate closer energy policy co-operation between the EU and the CEECs in the framework of the EU's "structured dialogue" with the Associated CEECs.

Commercial co-operation across borders can only support and speed up the process of transition. Due to the significant trade and cross-border flow of gas between East and West, the Workshop concluded that the gas sector itself will play an important role in the overall process of European integration. ◻

DOCUMENT UPDATE

MAIN COMMISSION ENERGY DOCUMENTS, PROPOSALS, DIRECTIVES		
COM(96)111final	Communication from the Commission to the Council and the European Parliament on the Safe Transport of radioactive Material in the European Union	COM(96)195final Amended proposal for a Council Decision concerning a multi-annual programme for the promotion of energy efficiency in the Community SAVE II
COM(96)91final	Report from the Commission under Council Decision 93/389/EEC - Second Evaluation of National Programmes under the Monitoring Mechanism of Community CO ₂ and other Greenhouse Gas Emissions	COM(96)308 Communication from the Commission - Europe - Asia Cooperation Strategy for Energy
COM(96)92final	Report from the Commission to the Council, the European Parliament and the Economic and Social Committee on the operation of Council Directive 90/377/EEC concerning a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users	COM(96)369final Proposal for a Council Decision amending Decision 93/389/EEC for a monitoring mechanism of Community CO ₂ and other greenhouse gas emissions
COM(96)143final	Working document of the Commission on report on the Situation of Oil Supply, Refining and Markets in the European Community.	COM(96)382final Opinion of the Commission pursuant to Article 189 b(2)(d) of the EC Treaty, on the European Parliament's amendments to the Council's common position regarding the proposal for a European Parliament and Council Directive on Energy Efficiency Requirements for Household Electric Refrigerators, Freezers and others Combinations
COM(96)149final	Communication from the Commission to the European Parliament and the Council concerning the Euro-Mediterranean Partnership in the Energy Sector.	COM(96)390final Proposal for a European Parliament and Council Decision nr 1254/96/EC laying down a series of guidelines on trans-European Energy Networks
COM(96)171final	Communication from the Commission to the Council and the European Parliament on illicit Trafficking in Nuclear Materials and Radioactive Substances	COM(96)431final Proposal for a Council Decision concerning the Organisation of Cooperation around agreed Community Energy Objectives
COM(96)194final	Amended proposal for a Council Regulation (EC) adopting a	COM(96)575final Report from the Commission on the Application of the Community Rules Aid to the Coal Industry in 1994

COM(96)576	Energy for the future Renewable Sources of Energy - Green Paper for a Community Strategy	EUR 16143	Electrification de bouées lumineuses par générateur solaire photovoltaïque sous diverses latitudes (SE/246/86FR)
SEC(96)224final	Recommendation for a Council Decision authorizing the Commission to negotiate an agreement on co-ordination of labelling programmes for Energy-Efficient office Equipment	EUR 16156	Standardization, demonstration and evaluation of the environmental advantages of a low-head turbine (HY/010/88DE)
SEC(96)434final	Request for Council assent and consultation of the ECSC Committee, pursuant to Article 55 § 2c) of the ECSC Treaty, concerning a draft Commission decision concerning the granting of financial aid to 37 projects of technical coal research 1996. Communication from the Commission	EUR 16157	Industrial scale treatment of chemical effluents by the SGN fixed film anaerobic digestion process (BM/081/85FR)
SEC(96)1121fin.	Report from the Commission on the Market for solid fuels in the Community in 1995 and the outlook for 1996	EUR 16158	Mini-hydro power plant of Asco (HY/115/85FR)
SEC(96)1371fin. 96/642/EC	ECSC Financial report 1995. Decision of the Commission on 8 November 1996 for a setting up of an Energy Consultative Committee(OJ L 292,15.11.96)		

BROCHURES

- H.C. Oil and Gas Process Technology
- The Oil Production Industry in Western Siberia and the Environment Current Practices and Prospects for change
- European Technologies for Oil and Gas Exploration in Remote and Poorly Accessible Areas - Cogeneration in the agrofood sector
- Improving Public Transport Attractiveness
- Energy Efficient Industrial Natural Gas Technologies and Equipment
- Brewing and Malting: Economy through Energy Efficiency
- Environmental improvement by successful Thermie activities in Moscow
- Efficient Public Transport in Rural and Low Density Urban Areas
- Good Practices for Better Mobility in European Cities
- The Application of Computers to Energy Management in Industry
- Développement des réseaux de chaleur
- R.E.S. - Energy from biomass principles and applications
- Use of low temperature geothermal energy sources for heating: the cases of Poland, Czech Republic and Slovakia
- Advanced Biomass Technologies for Heat Generation

THERMIE

FINAL REPORTS

EUR 15492	Kaplan turbine with new adjustment gear (project HY 497/88 DE)
EUR 15752	Photovoltaic supply of the runway lights in an airport (SE/338/86 IT)
EUR 15753	Autonomous photovoltaic and wind power supply for an unmanned lighthouse (Sapientza) (SE/648/84HE)
EUR 15754	Autonomous PV/battery power supply for an unmanned lighthouse (Lithari) (project SE/624/84 HE)
EUR 15755	Photovoltaic power supply (SE/421/87 ES)
EUR 15925	Photovoltaic supply of the lighthouse on Palmaiola island (SE/674/84 IT)
EUR 15933	Remote control valve and turbine improvements for the Edergole hydroelectric plant (HY/465/86 IR)
EUR 15982	The flotating hydro-generator involving no civil work (HY009/87/BE)
EUR 15983	Hydropower plant at the Ars and Garbet rivers (HY 041/89 FR)
EUR 16142	Photovoltaic project : "Los Arcos" rural photovoltaic project (SE/073/88 ES)

PROCEEDINGS

- Energy Efficiency in Breweries

FLAG BROCHURES

- Deep water mooring lines with buoys (nr 193)
- Improved simulation tools for multiphase production (nr 194)
- Provag: From fly ash to artificial gravel nr 196)
- Rocal: Demonstration plant for processing FGD gypsum into anhydrite (nr 197).

ENERGY MANAGEMENT AGENCIES: A TOOL FOR TOWNS AND REGIONS

Samuele Furfari, DG XVII
Analyses and Forecasts Unit

Since 1992, a pilot action by the European Commission has supported the creation of eighty regional and urban energy agencies throughout the European Union. Operating in areas such as energy supply, energy recovery from waste, council or private housing, SMEs, the development of regional channels for local and renewable resources (dendroenergy, small hydraulic energy, solar energy), town and country planning, public transport, etc, the activities of these agencies affect both public and private energy consumers (in particular the local authorities themselves) as well as producers.

This predominantly upstream approach further benefits from a multiplier effect due, in particular, to close cooperation between the agencies and the attendant exchange of information and experience, including technological know-how.

The European Commission is the driving force responsible for putting this into action, and has therefore suggested that this activity be incorporated in the SAVE II programme.

Initial results are promising. The following article presents as an example an energy agency created in 1993.¹

QUERCY ENERGIES: A LOCAL DEVELOPMENT MOVE THAT MAKES GOOD SENSE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT

The annual energy bill (for heating and electricity) represents 15 days to one month of resources for a

French household, and improving comfort in the home is without doubt a first line of defence against social exclusion.

In a local community, energy management may be synonymous with savings in cash and raw materials (and therefore with limiting pollution) but also with local development. For example, a 40-bed old people's home heated with propane gas and another heated with forestry woodchips have the same overall energy budget, but in the second case the equivalent of three months of activity is created each year for the agriculturist making and delivering the fuel.

These simple examples served as a basis for the discussions held by the Council of the département of Lot, Ademe (the Environment and Energy Management Agency), forestry experts and some municipalities, discussions which led to the creation of the Quercy Energies association.

With the help of the European Commission (Directorate-General for Energy, Research and urban energy planning) an energy cell was set up at the end of 1993 to provide advice and technical assistance with regard to energy management and renewable energy sources in households, communities and industries. Today the cell has five salaried staff (two engineers and three advanced technicians) for an annual budget of around FF 800 000. Its activities primarily cover the département of Lot (5 200 km², 158 000 inhabitants) and for dendroenergy projects the two neighbouring départements (Tarn and Tarn et Garonne). The originality of our cell - and its major asset in terms of economics and independence - lies in the multiplicity of its partners, both political (at the departmental, regional, national and European levels) and professional (forestry, building), all involved in a sensible effort to improve management which can help

¹ Our thanks are due to Mr Serge Despeyroux, Chairman, Councillor of the Lot Department (France) and Mr Eddy Chinal, Director of Quercy Energies

local job creation, maintain the environment and reduce pollution.

However, the association's day-to-day work is still made up of information messages, attempts at persuasion (through technico-economic analyses which do not always easily accommodate the socio-economic aspects), messages that are as yet not listened to and recorded enough.

In the last seven years many installations using renewable energy sources (dendroenergy, thermal solar energy) have been set up, but all of them scattered and isolated. It now falls to Quercy Energies to go beyond this "experimental" phase and convince its partners - and the housing designers - to join it in a coherent and well-targeted policy to develop energy management and the use of renewable energy sources.

As regards energy management, a real trend has established itself over the years on the theme of social housing. Lot département Council - showing the way at the national level - required social housing lessors to carry out a prior thermal study which, depending on the estimated heating costs of the dwelling, would determine whether or not subsidies would be granted. This year this preventive action received support from the European Commission (Directorate-General for Social Affairs) in order to add to it a scheme for monitoring residents and training social workers. The eventual outcome could be a European network of "Energy saving against social exclusion".

On the other hand, apart from a few signal efforts (energy survey covering all the old people's homes in the département, distribution of public information sheets), municipalities and households asking for advice on energy saving on their property are still few and far between.

As regards renewable energy sources, and in particular dendroenergy, the technical competences are now available as regards preliminary studies, project support and equipment reliability.

It is obvious now that an actual "energy service" needs to be set up in the communities and in industries to take charge of the technical and financial set-up, investment and technical follow-up and selling heat to users. This idea of a service, provided for all the "conventional" forms of energy, seems necessary to us to give the building owner some security and relieve the many technical constraints inherent in a dendroenergy (or even solar energy) project.

However, our local efforts can have meaning and effect only if they form part of a deliberate policy at the

national and European levels. Specific tax measures, reducing VAT on wood as a fuel and on sales of heat from renewable energy sources, environmental standards and public information are what is needed today.

After two years that have been notable for considerable support from the European Commission (almost 50% of the structural budget on different programmes), the permanence of Quercy Energies seems assured - at least, as much as any undertaking can be these days - with its daily business imbued with a realistic and militant approach.

I think this is the situation which affects the majority of local energy agencies. I should therefore like to conclude by thanking the Commission - and in particular the Directorate-General for Energy - for its support and its numerous initiatives on exchanges between European agencies - in particular via the pages of this journal - European exchanges which seem fundamental to us at the local level, each experiment being the source of example and inspiration.

MAIN ACTIONS BEING CARRIED OUT BY QUERCY ENERGIES

- ◆ Running an Energy Information Point offering individuals and communities free advice and comparative studies (calculation of energy charges in accordance with the building and the energy source)

- ◆ Controlling the European programme "Energy saving against social exclusion", the aim of which is to monitor energy use in social housing, train social workers and produce education materials. This project covers the départements of Lot and Hérault and is being run in collaboration with Lot département Council, the European Commission (DG V), Ademe (the Environment and Energy Management Agency) and Géfosat/Ri2e

- ◆ Structural organisation and development of the dendroenergy sector, conducting pre-feasibility studies, assisting building owners (Thermie Landes-Lot-Aveyron Programme, Regional Dendroenergy Action Plan), monitoring heating systems in the municipal and industrial sectors

- ◆ Promotion and development of thermal solar energy in the domestic sector (Thermie rolling programmes: Solmi, 75 built-in backup solar panels in private homes), pre-feasibility studies, remote monitoring of installations

◆ Jointly with the Chamber of Agriculture and Lot département Council, distribution of renewable energy and energy management among the farming public

◆ In partnership with Ri2e (Energy and Environment Information Network), establishment of a system for analysng "renewable energy" opportunities in small rural communities (Altener 95)

◆ Talks in schools and to building and forestry professionals; organisation of visits to installations

◆ Organisation of a national seminar on dendroenergy

◆ Project for the distribution of renewable energy in social housing, in collaboration with Lot département

Council and the WREAN agency, County Fermanagh (Altener 96)

Quercy Energies is a member of Ri2e (Energy and Environment Information Network) and of CLER (Renewable Energy Liaison Committee)

Contact information:

Quercy Energies
64 Boulevard Gambetta
Maison de l'Habitat
F-46 000 Cahors
Tel. (33) 65.35.81.26
Fax: (33) 65.22.15.88

**INFORMATION ON THE INTERNATIONAL ASPECTS OF
PUBLIC PROCUREMENT CONTRACTS IN THE ENERGY
SECTOR:
CONSEQUENCES OF THE GATT AGREEMENT ON
GOVERNMENT PROCUREMENT**

*Proposal for a Directive amending Directive 93/38 of 27 April 1995
(COM(95)107 final)*

Alain Coeffard, DG XVII
Unit for "Operation of the internal Market"

SUMMARY

On 15 April 1994, the European Community concluded the GATT Agreement on Government Procurement with Canada, the United States, Norway, Switzerland, Japan and Korea.

Subject to reciprocity, this Agreement applies to works, supply and service contracts including contracts concluded in the sectors of water, transport (urban transport, ports and airports) and energy. In this last sector, the GPA is applied to contracts awarded by public bodies or undertakings in the area of electricity, and in relations between the European Community and the United States, Switzerland, Israel and South Korea, respectively.

The rules of the procedures for awarding contracts and the monitoring arrangements (information from the competent bodies) are inspired largely by the rules set out in the Community directives on public contracts, including, in particular, Directive No 93/38 known as the 'excluded' sectors Directive, which is the legal instrument governing the electricity sector.

To be implemented, this Agreement does not as such require any amendment of Community legislation. However, the Commission has proposed the introduction of the more favourable provisions of the GPA into Directive 93/38 in order not to favour foreign suppliers over Community suppliers. In so doing, it has increased the constraints on the contracting entities

(one person's right is another's obligation). In addition, such harmonization would enable contracting entities to apply only one text (even though, legally, the distinction must be maintained).

The proposed amendments to Directive 93/38 in no way alter the opening-up of the Community market to third countries as provided for by the GPA. For the reasons indicated in paragraph 3, they are limited to introducing and generalizing on a strictly Community level the procedural provisions or those of an administrative character provided for by the GPA.

Given the above, is it necessary to impose the provisions of the GPA :

- ◆ on entities in sectors which are not covered by the Agreement?
- ◆ on private undertakings, whereas the GPA is applied only to public bodies and undertakings?

For example, (Case No 4.1), is it necessary to prohibit a telecommunications company from addressing itself to a potential supplier to establish the terms of an invitation to tender (in that such a step limits competition), whereas Directive No 93/38, without prejudice to the principle of non-discrimination between suppliers, does not provide for any particular provision in this respect?

For example, (Case No 4.2), must private undertakings be obliged to give reasons for rejecting an application or tender, when Directive No 93/38 does not provide for this?

According to the Commission, the answer must be affirmative. Equality of treatment between undertakings (public or private), the balance between sectors and the simplicity obtained by applying the same rules to all types of contract (whoever the contracting entities and the suppliers are) and the advantages which should be derived by suppliers from rules which are stricter than the present ones all justify the drawbacks which would result for the contracting entities.

The industry objects to the administrative constraints and the additional costs which, it believes, would result from these changes (Eurelectric and Eurogas) and all the more so since they do not derive from the GPA (Eurogas).

In addition, the industry (Eurogas) and the Member States fear that, by unilaterally applying the provisions of the GPA, the Community could be sending a false signal to third countries as to its intention to include at some future date sectors which are not yet open. Finally, Eurelectric believes that the United States has no intention of applying the GPA.

No-one will have forgotten the fierce criticism provoked by the conclusion of the GPA and the United States/European Community Agreements. A proposal which aims at extending the GPA rules in the Community, even if it is only a matter of procedures, could hardly fail to rekindle a poorly extinguished fire. Confused by the doubtless too complex legal mechanisms and exposed to contradictory information as to the real scope of the proposal, the members of the competent committee in the European Parliament rejected the proposal initially, demanding that the Community's international obligations be the subject of a separate and specific directive. Negotiations are in progress with a view to a compromise which in broad lines would take up the political agreement reached within the Council on 23 November 1995.

This agreement firstly provides for the respective scopes of the GPA and Directive 93/38 to be specified formally in the latter and, secondly, states that all the amendments planned should not be applied to all the sectors. On the other hand, the equality of treatment between public and private undertakings, which is a cornerstone of Directive 93/38, will be maintained where the amendments are concerned. Under these conditions, it would appear that there will be no further problems with the adoption of a common position within the Council and a definitive agreement on the part of the European Parliament.

In addition, it will be noted that the Commission had also submitted a proposal to make the corresponding

amendments (all other things being equal) to Directives 92/50, 93/36 and 93/37, which are applicable to public contracts "stricto sensu". This proposal has not given rise to any difficulties.

INTRODUCTION

On 15 December 1993, negotiations were concluded on the review of the first GATT Agreement on Government Procurement, hereinafter referred to as the GPA. At the same time as the conclusion of the Uruguay Round on 15 April 1994, the European Union signed this new Agreement with a view to a greater expansion and liberalization of world trade and in order to improve the international framework governing world trade.

This new Agreement will extend considerably the framework of balanced rights and obligations which currently prevails in the public procurement field, since it has been estimated that, overall, it represents approximately 10 times the coverage of the initial Agreement of 1979 and the value of the contracts covered by the Agreement is approximately ECU 350 000 million each year.

This Agreement (which incorporates the bilateral agreements defining its field of application, in particular, the USA/EC Agreement) came into force on 1.1.1996. Following Council Decision No 94/800/EC, it is directly applicable in the Community. However, with the aim of harmonizing and simplifying matters, the Commission proposed amendments to the Community directives on public procurement, notably to Directive 93/38, which is the comparable instrument at Community level as regards energy and the other so-called "excluded" sectors.

It will be recalled that the GPA and the bilateral agreement between the United States and the European Community provoked strong criticism in 1994 and 1995. A proposal aiming to generalize at Community level the rules of the GPA, even if merely procedural in character, could hardly fail to rekindle a poorly extinguished fire. Hence, the proposal in question was rejected in January 1996 by the competent Committee of the European Parliament.

On this occasion, it seemed useful to sum up this affair which is both complex and a "hot potato". It will be noted also that the Commission had submitted a proposal to amend correspondingly (all other things being equal) Directives 92/50, 93/36 and 93/37 which are applicable to public contracts "stricto sensu". This proposal has not given rise to any difficulties.

BACKGROUND

For the record: Community Directives on public procurement (GPA)

Since 1993, the procurement procedures of entities operating in the water, energy, transport and telecommunications sectors are governed by Directive 93/38/EEC commonly known as the "Excluded Sectors" Directive or the "Utilities Directive".

With regard to contracting entities, this Directive is applicable to public authorities, public undertakings and private undertakings which benefit from exclusive or special rights. All undertakings which are part of a network or which supply networks are thus obliged to apply this Directive when awarding contracts. In the energy sector, therefore, this includes undertakings in the electrical and gas sectors and, since they hold exclusive and special rights (concessions, licences, etc.), mining and oil firms. This latter category nevertheless benefits from a special arrangement which takes account of the level of competition in the sectors in question.

The Directive provides for a threshold value which is between ECU 400 000 and ECU 600 000, according to the case concerned, for supply and service contracts, and ECU 5 million for works contracts.

Apart from these provisions on its scope, the Directive contains detailed rules on procedures for awarding contracts and on monitoring, in particular, the statistical monitoring of the contracts awarded.

Finally, it will be noted that Directive 93/38 is completed by Directive 92/13/EEC known as the "Remedies Directive" and which harmonizes the procedures for appealing against the decisions of contracting entities.

The aim of these Directives, like that of parallel directives which are applicable to traditional forms of public procurement, is to open up to competition the huge market constituted by public authorities and the other entities concerned and which is too often reserved for national suppliers, by instituting objective, non-discriminatory and transparent procedures and monitoring their application. Hence they engender rights for suppliers and obligations for purchasers (the contracting entities). It should not however be forgotten that the latter indirectly gain advantages from these obligations as they benefit from products and services of superior quality at a lower price.

The Government Procurement Agreement (GPA)

At international level, the Government Procurement Agreement of 1994 pursues the same objective. It is

applicable only to a restricted number of parties: the European Community and its Member States, the United States, Canada, Switzerland, Norway, Israel, Korea, Hong Kong and Japan. It contains similar, but not always identical provisions to those of Directive 93/38 regarding procedures for the award of contracts and their monitoring.

In comparison with the previous international Agreement from 1979, the new Agreement covers not only supply contracts but also works and service contracts and includes, apart from contracts awarded by the State, those awarded by regional and local public authorities and contracts awarded in the water, electricity, urban transport, port and airport sectors.

The scope is specified in the annexes where the contracting entities, the types of contracts and the sectors covered by the Agreement are listed for each of the parties. The content of these annexes is determined by prior bilateral agreements between the parties concerned who thus decide, of common accord, on the degree of openness of their respective markets on the basis of reciprocity.

The European Community has concluded bilateral agreements with other contracting parties. The most well known is that with the United States, not just for its economic importance, but also for the opposition which it provoked, especially among European electrical companies, led by EDF. The fact that the private and public sectors are organized differently in Europe and the United States has indeed made it harder to assess any effective reciprocity in the opening up of the respective markets.

The proposal to modify the Directive following the GPA

This opposition was further fuelled by the proposal to amend Directive 93/38/EC of 27 April 1995 presented by the Commission to draw the consequences of the GPA.

The Agreement as such does not require any amendment of Community legislation for its implementation. Indeed, the Agreements concluded by the Community with third countries form an integral part of Community legislation without the need for any transposing act. On its side, Community legislation regulates only the opening-up of public markets within the European Union. The contracting entities referred to both in the Directives and in the Agreement must therefore apply two distinct sets of legislative instruments.

It is however essential to guarantee that the suppliers, contractors and service providers of the European Union benefit from as favourable a treatment as that

reserved for the suppliers, contractors and service providers of the third countries who are signatories to the Agreement. To that end, it is proposed to align the provisions of the Directives on those of the Agreement, provided that the latter are more favourable to undertakings, even if that leads to the creation of some additional obligations on the contracting entities of the European Union.

It also appears appropriate, wherever the provisions of the Agreement differ from those of the Directives, to amend the latter so that the awarding authorities and the contracting entities subject to the Agreement are also in conformity with the Agreement whenever they adopt a course of action which conforms with the amended Directives.

It is important, finally, to simplify the implementation of the Directives and to maintain the balance already achieved in Community rules. As a result, the majority of the proposed amendments concern the scope as a whole of the Directives. This is the case, for instance, of the amendments with regard to the thresholds.

Significance of the proposal to amend Directive 93/38/EEC

The scope of the proposal, with the exception of a limited number of provisions, corresponds to the whole of that of the Directive, which is more extensive than that of the Agreement. Thus, the following sectors are covered by the proposal but not by the Agreement: gas and heating, exploring for and extracting oil, gas, coal and other solid fuels, other than urban railway services and telecommunications.

In addition, the proposal is targeted at all categories of contracting entities, including private undertakings which operate on the basis of a special or an exclusive right conferred on them by a competent authority, such undertakings not being covered by the Agreement. Finally, the proposal concerns all categories of services, including research and development services and those listed in Annex XVI/B which are not covered by the Agreement.

The major amendments proposed are as follows:

The new threshold values take account of those established by the Agreement, which are slightly lower than the threshold values currently applicable. It is noteworthy that the special threshold values for the telecommunications sectors have not been amended.

Contracting entities will not be able to ask for or to accept the assistance of an undertaking in preparing specifications if the undertaking in question has a commercial interest in the contract to which such

documents relate and when this would have the effect of impeding competition.

Access to qualification systems must be continuously open.

A new article guarantees that the opportunities for access to public contracts within the European Union by firms, products and services in the Member States are at least as favourable as those provided for by the Agreement for firms, products and services of third countries which are signatories to the Agreement.

Finally, Member States are asked to communicate more detailed statistics on contracts in order to satisfy the obligations deriving from the Agreement.

To conclude, the Commission's proposal aims at making certain amendments to Directive No 93/38 which in no way change the opening-up of the Community market as envisaged in the GPA and the bilateral agreements concluded in this context. The amendments are justified for reasons of non-discrimination between foreign and Community suppliers, equality of treatment between public and private undertakings and a simplification to result from the uniform application of the arrangements. The amendments are limited to introducing and making more widespread on a strictly Community level some of the procedural or administrative provisions of the GPA.

DISCUSSION

In the light of the foregoing, it seems that the discussion could be summed up in two technical questions:

Is it appropriate to impose the (more restrictive) provisions of the GPA:

◆ on the entities of sectors which are not covered by the Agreement?

Example: the GPA formally outlaws approaching a potential supplier for assistance in drawing up specifications in a way which would limit competition (cf. paragraph 21). Should this solution be applied more widely in purely Community procedures (as in the telecom sector) while Directive No 93/38 says nothing about this point?

◆ on private undertakings, whereas the GPA applies only to public bodies and undertakings?

Example: the GPA states that access to the qualification system of a contracting entity must be continuously open. Directive 93/38 provides for an annual updating. Should Directive 93/38 be amended in such a way that the solution opted for in the GPA is applied not only to public undertakings in the electricity sector, pursuant to the GPA, but also to private undertakings in the electricity sector and in other sectors not covered by the

Agreement, while the GPA does not cover either of these latter two categories?

In fact, the proposal unwittingly but inevitably opens the door to a much wider debate since, at the time when the controversial provisions were introduced into the GPA and applied to public undertakings in the electricity sector, they were already contested separately by the electrical industry, notably because of the administrative burdens and costs which it was supposed would result from them. One provision which particularly seems to concern the electrical industry is that regarding assistance from suppliers (cf. paragraph 21). It is not difficult to conceive that the development of industrial supply chains depends on close cooperation between industrialists and their suppliers.

In addition, questioning the appropriateness of the provisions in question (and not just whether it was a good idea to make them more widespread) was the only way for Eurelectric to reconcile the public undertakings which have to apply these provisions pursuant to the GPA in any case and the private undertakings which are "threatened" by the proposed Directive. It was just one short step from that position to questioning the GPA itself

It is clear that the electricity industry and its public members in particular have not accepted the concessions made to third countries, especially to the Americans. Let us recall the facts.

Very broadly speaking, the GPA and the Agreement between the United States and the European Community open up to competition contracts "of a public character" in the sectors of electricity, water, urban transport, ports and airports awarded by contracting entities.

The electricity industry considers this Agreement to be unbalanced, in particular on account of two of its aspects:

- firstly, the public sector is much larger in Europe than in the United States;
- secondly, Community legislation provides for very strict appeals against the decisions of contracting entities (Directive No 92/13) and American suppliers could take unfair advantage of this.

To this, the Commission has always objected:

- that the Agreement should be judged on the merits of its impact on all the sectors to which it is applicable and not just to electricity;
- that where electricity is concerned, it was necessary to regard the American private sector as open to

competition which results implicitly from the unanimous approval given by the Council to the bilateral agreement of May 1993 which preceded the April 1994 Agreement;

- that the American legislation also provided ample opportunity for appeals against any possible discriminations.

However that may be, confusion has taken root as regards the scope of the GPA, that of the Directive and that of the proposed amendments. By not drawing a sufficiently clear distinction between what fell under the scope of the GPA and what remained a purely internal type of regulation, the proposal has left the field wide open to misunderstandings.

CURRENT SITUATION AND OUTLOOK

In order to dispel this confusion and give a clear signal to third countries, the Council has adopted a recital which specifies the contracts covered by the Directive and those which are not covered by the GPA. Such a provision could not, however, be invoked against the nationals of third countries, as only the WTO is competent to interpret the GPA. The common position of the Council as revealed by its political agreement of 23 November 1995, adopted when waiting for an opinion from the European Parliament, also provides for the amendments retained to be applied to private as well as public undertakings and for some of the amendments to be applied only to the sectors covered by the GPA (e.g. threshold values, information to be provided to unsuccessful tenderers and statistical information).

As for the competent committee of the European Parliament, it initially rejected the proposal, asking the Commission to present a proposal for a Directive which was distinct from Directive 93/38. Negotiations are in progress. They are tending towards the adoption of a solution inspired by that adopted by the Council (cf. paragraph 27). Under these circumstances it would appear that nothing further would impede the definitive adoption of the proposal in the coming months.

To conclude, the most important item to remember is that the balance between private and public undertakings in the excluded sectors has been safeguarded in accordance with the commitments undertaken by the Commission vis-à-vis the Council when the GATT Agreements were signed. This is an important milestone in the absence of a comparable situation with our trading partners. On the other hand, it has to be acknowledged that the Commission has partially failed in its attempt to impose uniform rules on all the sectors. The sheer density of the texts has

finally produced an effect contrary to the simplicity sought.

As for industry and in particular the electricity industry, we may well wonder whether, at the end of

the day, the constant questioning of the legitimacy of Directive 93/38 and of the GPA and even the intentions ascribed to the United States with regard to its will to carry out its obligations have not also culminated in producing the opposite effect from that desired. ◻

PROSPECTS FOR GEOTHERMAL ENERGY IN LATIN AMERICA

François CASANA, DG XVII
Unit for Energy Cooperation with third Countries

Latin America and the Caribbean already command a wide experience of renewable energy sources. These sources are nevertheless not playing the role to which they could aspire given their existing potential. Renewable energies could above all be used to bring energy to isolated rural areas, but also, occasionally, to industrial areas such as those of the mining sector which would therefore have access to locally produced and hence sometimes less costly energy. There is both solid experience of and a strong potential for geothermal power in this continent.

The experience is constituted by some 900 MW already produced up to the present time, such production occurring principally in Mexico (700 MW), the most developed country in this area, followed by El Salvador and Nicaragua and, finally, the French Département of Guadeloupe.

These figures should rise in years to come with a further 900 MW planned in Mexico and Central America. The potential is enormous. For the moment, geothermal power is confined to Mexico and Central America and has not been developed at all in South America. Yet countries such as Chile, Argentina, Ecuador, Colombia and, to a lesser extent, Peru have the necessary geological conditions. While so far only 14 sites have been or look set to be exploited, in 1988 718 potential geothermal zones were listed throughout Latin America and the Caribbean, 199 of which were considered of great interest, 109 in Mexico and Central America, 76 in South America and 14 in the Caribbean.

Despite the experience gained, development has thus remained below its potential level. Obstacles to the development of geothermal power may be summed up as follows:

- the development of this technique has depended on State monopolies which have tended to focus on

- carrying out major electrical production projects. This explains in particular why this technique has concerned the small countries of Central America;
- the appropriate legislation does not exist. Chile and Peru are currently amending their legislation in order to promote the creation of geothermal power;
- selection criteria were governed by technical and economic reasons and did not incorporate the impact on the environment;
- in the majority of countries this energy source has not been taken into account when planning energy requirements and national decision-makers have not had access to reliable information.

At a regional seminar organized by the Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC) in October 1995, the conditions for developing this energy source were defined as:

- amending the regulatory and legislative frameworks for geothermal power to be considered an energy source in its own right and not just as a way of producing electricity;
- turning to advantage the current interest on the part of the private sector to invest in geothermics without neglecting the regulatory role of the State;
- introducing financial incentives, but for the State to take responsibility for projects which would not attract the private sector but which would be of major social interest;
- integrating geothermal power into energy planning;
- exploring new ways of financing projects.

The various projects under way in the different countries are listed below.

Argentina: In Neuguen Province, potential resources are evaluated at 1 000 MW. A pilot plant of 670 KW has been put into operation and a commercial installation of 30 MW is currently the subject of a feasibility study.

Chile: This country launched a call for tenders to explore and exploit the area of El Tatio in 1984 but this was abandoned as there were no applicants. A law is now in the process of being approved which considers geothermal power as a public good subject to concession from the State which can grant it to the most suitable applicant able to make the best use of this resource.

Mexico: This country ranks third in the world in producing geothermal power. Geothermics represents, with 750 MW, 4% of the national electricity production, and 66% of the output of the Baja California region. It is planned to increase it by 438 MW in the near future. This development is being carried out by the public monopoly of the Federal Electricity Commission.

Guatemala: A revision of the law on electricity in February 1995 made it possible for the private sector to participate in the production of electricity and separated the functions of production, transmission and distribution. Guatemala has been working on geothermal power since 1972 with limited results: five projects have been studied, one of which could lead to the creation of an installation producing 24 MW. It should be noted that private firms also use geothermal power for drying and dehydration operations.

Honduras: The electricity sector has been open to private firms since 1994. The country is trying to involve private firms in the development of geothermal resources, estimated at 20 MW.

Nicaragua: The country possesses a geothermal field with an installed capacity of 70 MW used at only 40 MW capacity because of a lack of financial resources. The Geothermal Development Plan aims to cover the growth in energy demand in the next few years with geothermal power, given that the KW/h cost is lower than that of conventional power stations and currency savings can be made due to the fact that a local resource has been used. A law on geothermal energy is being drafted which would make it a public good which can be the subject of concessions.

Costa Rica: Potential is estimated at between 2 000 and 3 500 MW but at the present time there are only two projects for 110 MW installations set up by the State. A law of 31 March 1995 permitting the private production of electricity with a maximum capacity of 50 MW per installation and a minimum of 35% of Costa Rican capital could encourage interest on the part of private foreign investors in this field.

The Caribbean: With the exception of Trinidad and Tobago, all the Caribbean countries depend on imported fuel for their energy supplies, hence the interest in geothermal power. Unfortunately, the resources are to be found in islands which are not great energy users and, conversely, the large energy consumers do not have any geothermal resources. Up to now, only one project has come into existence in the French Département of Guadeloupe and only St Lucia and the Dominican Republic offer any prospects of possible development.

Peru: Development in this sector was interrupted when international cooperation ceased between 1988 and 1992. A pilot project is being mounted now.

Bolivia: Potential is evaluated at a minimum of between 60 and 100 MW and at a maximum of between 200 and 500 MW. The lack of appropriate legislation has meant that so far geothermal power has been confined to two pilot projects of 38 MW set up by the State with Italian aid.

There is still a lot to be done, therefore, before this resource can be used in a way that fits its potential. The ECLAC has initiated a project aimed at drawing up a list of the advantages of geothermal power and the obstacles to its development in the four regions which have the resources: Mexico and Central America, some Caribbean islands, the North of the Andes and the South of the Andes.

It is therefore quite possible that geothermal power will be developed in this region in a similar way to that experienced in Indonesia and in the Philippines. Europe has some expertise in this area, with the Italian, French, British, German and Icelandic experiences, if the EEA is also taken into consideration. Europe has also participated in a number of pilot projects whether through the cooperation of its Member States or that of the Community. There is no question, therefore, that it has a role to play in this sector.

EUROPEAN COOPERATION IN THE GEOTHERMAL POWER SECTOR IN LATIN AMERICA

Europe has also participated directly or by cofinancing several geothermal projects. Directly, it has financed:

- ten projects by Italy
- three projects by the Commission
- two projects by France
- one project by the United Kingdom.

It has cofinanced:

- eight projects with OLADE (3 cofinanced by Italy, 5 by the Community)
- five projects with the UNO (all cofinanced by Italy)
- one project with the IDB, cofinanced by Italy
- one project with Mexico, cofinanced by the European Community.

The projects financed have concerned mainly:

- exploration (9 reconnoitring expeditions and 11 prefeasibility studies)
- four feasibility studies
- supply of four 5 MW well head plants to El Salvador and two 35 MW plants to El Salvador various costing studies and a general level training programme. ◻

MERCOSUR'S INTEGRATED ENERGY POLICY

François CASANA, DG XVII
Unit for Energy Cooperation with third Countries

The concept of an integrated Latin America has existed for a long time. Simon Bolivar made this his objective after independence but failed to achieve it. Indeed, on the contrary, the former Spanish colonies grew even further apart. The continent nevertheless has a lot of points in its favour: it is rare to find such cultural, religious and - for the Spanish-speaking part - linguistic unity over such a wide area .

The creation of Mercosur is not only of symbolic interest, however. The project to which Argentina, Brazil, Paraguay and Uruguay have committed themselves commands our attention for two reasons, its ambitious objectives, and the size of the bloc created in this way. The project goes beyond the creation of a simple free trade area. As with the EEC in 1958, the aim is to set up a customs union. This parallelism alone would be sufficient to justify the mutual interest that Mercosur and the EEC have for each other. The bloc which these four countries constitute is of notable economic importance, both in the context of Latin America, where it represents 59% of the surface area, 46% of the population, 47% of GPD and a third of all exports, and in a worldwide context, where it constitutes the fourth economic power, which, while being quite far behind the EEC, NAFTA and Japan, is nevertheless ahead of Russia and ASEAN.

MERCOSUR'S FEATURES

BACKGROUND

Mercosur emerged from a bilateral integration agreement, originally between Argentina and Brazil, which signed a Treaty on 29 November 1988 establishing a ten-year timetable for the creation of a common economic area. In July 1990, the two countries decided to shorten this time period and set 1 January 1995 as the date for achieving their common market.

The process being opened to other countries, Paraguay and Uruguay joined Argentina and Brazil in signing the Treaty of Asunción on 26 March 1991, which marked the official birth of Mercosur.

The Treaty of Asunción provides for:

- the free movement of goods, services, and factors of production between the member countries through the elimination of customs duties and non-tariff restrictions;
- the institution of a common external tariff and a common trade policy with third countries;
- the coordination of macro-economic policies and sectoral policies in order to guarantee appropriate conditions for competition;
- a commitment on the part of the member countries to harmonize their legislation in the areas required in order to strengthen the integration process.

The Customs Union between these four countries entered into force on 1 January 1995. Mercosur is a grouping which remains open to other countries for membership or association, and negotiations have been entered into with Chile, Bolivia, and, more recently, Venezuela. Chile is the country in the best position to

join Mercosur soonest, but a major obstacle is the fact that its customs tariffs are currently very much lower than the joint external tariffs set by Mercosur. Chile has also applied to joint NAFTA, but its application has come up against a refusal by the American House of Representatives to accept accelerated negotiations.

Where Bolivia and Venezuela are concerned, the fact that they belong to another regional bloc, the Andean Pact, is for the moment an obstacle to their integration into Mercosur. The protocol of Ouro Preto stipulates in fact that a country cannot simultaneously be a member of Mercosur and any other regional grouping. As a result, an association formula will have to be found for these two countries.

On several occasions the European Union has expressed its wish to strengthen its relations with Mercosur and the European Council of Essen in December 1994 invited the Council and the Commission to create the conditions which would make it possible to launch negotiations. These were swiftly concluded and the European Council of Madrid in December 1995 saw the signing of an inter-regional framework agreement for commercial and economic cooperation aimed at preparing the conditions needed for a free trade agreement planned to come into effect at the beginning of the next century.

CHARACTERISTICS

The table below shows the difference in size between the four member countries of Mercosur.

Table 1 - Main characteristics of Mercosur countries

Country	Population (million)	GDP (million \$)	per capita GDP US\$
Argentina	33.1	143	4347
Brazil	154	331	2151
Paraguay	4.5	6.9	1528
Uruguay	3.1	9.5	3037
	194.7	490.4	

Source: IDB, Inter-American Development Bank - 1992 Report.

Brazil represents 80% of the population and a little less than 70% of overall GDP. Brazil and Argentina together represent around 95% of the population and of the GDP. This difference in size must be observed for its impact on the development of Mercosur.

Another potential problem could be linked to the low level of intra-regional trade. Only 15% of commercial exchanges took place between these four countries at the end of 1994, as against 26% when the Community was set up. The setting up of the Customs Union should normally result in an increase in this trade which has in fact already progressed since the signing of the Treaty, since in 1981 internal trade represented only 9% of the total trade carried out.

INTEGRATION OF ENERGY

Energy constitutes a very important element in the integration process and the region has already carried out some binational projects such as the Salto Grande dam between Argentina and Paraguay and the Itaipu dam between Brazil and Paraguay.

Hydro-electric power is Mercosur's major energy resource, accounting for 52% of the region's total production, followed by coal (16%) and uranium (12%) - these last two fuels being produced mainly in Brazil - followed by biomass energy (9%), oil (6%) and gas (5%). With regard to consumption, however, 43% is satisfied by oil.

The energy integration process consists of two elements:

- the closer alignment of legislations regarding prices, taxation, the environment or technical standards;
- physical exchanges of energy and networks.

CLOSER ALIGNMENT OF LEGISLATIONS

There were originally major differences between the various legislations which are now being reduced. Argentina carried out a liberalizing process whereby the energy sector was opened up and privatized, whereas Brazil retained a rigid structure characterized by the predominance of two national companies, Petrobras and Electrobras. The situation in Brazil is beginning to change now, a privatization process having been set in motion in order to attract foreign investment. As a result, the distributing companies dependent on Electrobras have either been privatized or are about to be privatized and in July 1995, the Brazilian Parliament passed a law opening the way to private initiatives in the electricity sector.

Mercosur's Sub-Committee on Energy carried out a comparative analysis of legislation on energy in the various countries and submitted a report in November 1994. Their work revealed a lack of uniformity in the legislations of the various member countries and

examined to what extent such differences could represent a hindrance to integration.

The Sub-Committee identified no major obstacles to integration in the electricity sector. While clear differences between the legislations existed, they did not entail distortions in trade. This is hardly surprising given the bi-national experience acquired in this area. The Sub-Committee merely noted the absence of any legislation concerning the supply of electricity from one country to another through the network of a third and suggested that various arbitration procedures be introduced to solve conflicts between the countries regarding the purchase and sale of electricity.

In the hydrocarbons sector, on the other hand, the different prospection, refining, transport, distribution, export and import monopolies in Brazil, Paraguay and Uruguay constitute disparities which could hamper trade.

At the present time, however, exchanges of such products within Mercosur are very limited and the only prospect of development could concern Argentinian gas, but the fields are located in the southern part of the

country and are in fact closer to the Chilean centres of consumption than those of the other two countries of Mercosur.

The system of prior authorizations needed for most transnational projects was also stressed as constituting a non-tariff obstacle, but the Sub-Committee was able only to note that its elimination exceeded its competences and would have to be brought before national law-makers for their attention.

PHYSICAL INTEGRATION

Electricity

This is the most important sector from the integration viewpoint, particularly given the capital requirements which reciprocal investments entail between countries.

The binational projects planned for the future, details of which are given below, will very likely be reexamined in the context of regional integration, whereas in the past they had been conceived in a binational context. This is all the more true given that all the projects concern Argentina which, with its natural gas, now possesses a resource which it can use to its profit.

Table 2 - Current status of binational hydroelectric projects in Mercosur

River	Plant	Country	Power output (MW)	Production (Gwh/yr)	Current status
Paraná	CORPUS	Argentina/Paraguay	4 608	20 100	Project
Uruguay	GARABI	Argentina/Brazil	1 800	6 100	Project
Uruguay	RONCADOR	Argentina/Brazil	2 700	9 300	Project
Uruguay	SAN PEDRO	Argentina/Brazil	750	3 700	Pre-feasibility
Paraná	ITATI-ITACORA	Argentina/Brazil	1 660	11 290	Exploratory survey
Uruguay	SALTOGRANDE Compensation	Argentina/Uruguay	400	2 000	Exploratory survey

Despite the symbolic impact of these binational projects, exchanges of electricity between the countries are still very limited for both technical reasons (different frequencies and voltages) or financial reasons (delays in payments). Above all, the interconnection between the Argentinian and Brazilian electrical systems has not yet been carried out.

The integration of the electrical systems would however have several advantages:

- it would enable the hydroelectric sources located in areas with different rainfalls to complement each other;
- it would optimize the use of a country's secondary

hydraulic energy and permit the setting up of large installations. This would be particularly true in the case of Brazil.

Such interconnections are hampered not only by legal or financial problems but also by technical difficulties. Brazil's system has an alternating current of 60 cycles while the other three countries of Mercosur use a 50-cycle system. When interconnecting, therefore, provision will have to be made to install either frequency convertors or direct current lines.

The borderlands, particularly Chile and Bolivia, are potential producers and/or consumers of gas and electricity. In addition, either one of them could join the new economic area. It is therefore essential to take these two countries into account in order to establish a regional scheme for the integration of networks.

Table 3 - Electrical interconnection projects

Countries involved - outer limits of interconnecting lines	Voltage (kV)	Power (mw)
ARGENTINA/BRAZIL * Paso de los Liebres-Uruguayana Future: * S. Tome-S. Borja * Binacional Hidroelectricidad Garabi (design)	230/132 230/132 500	50 50 900
ARGENTINA/PARAGUAY * Eldorado-Carlos A. López * Posadas-Encarnación * Clorinda-Guarambé * Yacyretá Future: * Binacional Hydro Corpus	220/132 66/33 132/220 220 500	30 10 80 180 1 520
ARGENTINA/URUGUAY * Binacional Hidroelectricidad Salto Grande * Concepción-Paisandú	500 150/132	2 000 50
BRAZIL/PARAGUAY * Foz de Iguazu-Hidroelectricidad Acaray * Binacional Hidroelectricidad	132 500	70 6 300
BRAZIL/URUGUAY * Chuy-Chui	23	15

Natural gas

The need to create an infrastructure to provide gas to the entire subcontinent makes this sector too one of the most important from the integration standpoint. Unlike electricity, where hydraulic reserves are concentrated in all the countries, occasionally in the form of common reserves, natural gas is concentrated in Argentina which possesses 80% of the current reserves, while internal demand accounts for only 40% of production.

The major problem lies in the effect of demand and its growth on the price of gas, particularly on account of the interconnection of networks and the possibility of producing electricity with gas turbines, notably from wellheads in the case of associated gas or combined cycle plants.

Competition between countries for the use of Argentinian gas and the limited gas reserves in

Bolivia mean that the need to start thinking about alternative sources is a subject which, while it may not yet be topical cannot fail to become so shortly.

Interconnection works have been undertaken by the TransGas company between Chile and Argentina. They will conclude at the end of 1997. The basis for the project's profitability is the use of gas for combined cycle electricity production. In the north of Chile, another initiative has been launched by the firm Gas de Chile, and in which British Gas is participating. Yet another project aims at supplying Sao Paulo in Brazil with Bolivian gas. As was emphasized earlier in the case of natural gas, integration would concern not only the four current members of Mercosur, but would take on a whole new dimension with the inclusion of Chile and Bolivia.

One feature which may favour gas interconnection is the existence of strategic stocks in certain countries to cover the demand from non-member countries in periods of high demand which would not be satisfied, even if industrial subscribers holding interruptible contracts were not to be supplied. A project of this kind, aimed at studying the suitability of the envisaged site, is being evaluated in Uruguay with the participation of Gas de France.

Any decision to carry out gas interconnections will have to take account of the effect of gas-based electricity production, given that the region offers a surplus capacity of electricity production.

Oil

Disparities between prices and tax levels among the countries is one of the features of this sector. The presence of multinational firms in all the countries, however, involved above all in distribution, but also in the areas of exploration and refining, is in itself a factor for integration. Despite that, integration is most apparent at the end of the oil-producing chain, with the exchange of products and the optimization of refining systems to respond better to market demand.

There is no real access for one country to the refineries and transport and distribution systems of another. This development towards a greater opening-up of the market and openness on the part of operators and hence towards better integration is a subject familiar to Europeans who, until very recently, witnessed their States having a monopoly in this sector or at least exercising a strict control over operations in oil production.

Mercosur is experiencing barriers comparable with those formerly applied in Europe. The hydrocarbons market, for instance, is highly controlled in Brazil, since imported products or those treated by Brazilian refineries have to be transported on ships flying the Brazilian flag.

The need for the region to provide itself with a refining infrastructure which, by virtue of its capacity and structure, is able to respond efficiently to market demand both today and in the future is a highly crucial challenge. It is not excluded that this will entail the disappearance of refineries in the smallest member countries.

Other fossil fuels

As Brazil has coal deposits in its southern states, the theoretical potential could be used to feed a thermoelectric capacity of 100 000 MW. If this fuel is used it will have an effect on gas development in electrical production and on the development of hydroelectric projects.

Technological application possibilities such as pressurized fluidized bed combustion or integrated gasification combined cycles (IGCC) might be envisaged if these technologies are developed and reach an acceptable cost level. European firms would certainly have a role to play in this area. A feasible scenario would be the production of electricity from gas in the southern area of Brazil, while keeping in mind the prospect of a further use of gas obtained through gasification from integrated gasification combined cycle plants.

With this outlook, the possibilities of technology transfer permitting the clean combustion of coal must be evaluated.

Rational use of energy policy

Rational use of energy programmes have been developed most in Brazil. Public and highly integrated companies have instituted specific programmes: Eletrobras with the PROCEL programme and Petrobras with the CONPET programme. These programmes are revealing themselves to be very dynamic, especially PROCEL, but they are still very limited in scope. It is feasible that a structural change, notably the privatization of these companies, could have negative consequences on the development of Rational Energy Use (REU) programmes. This will all depend in fact on the way in which the structures regulating this sector are set up.

In Argentina, several REU projects have been set in motion. The most recent of these has benefited from EC support since 1992. The central administration runs this programme which should give rise, on the one hand, to the development of a market for REU equipment and services and, on the other, encourage the appearance of private sector firms alongside operators who have mainly originated in the university sector.

The potential for rational energy use, particularly in the electricity sector, is very great in both Uruguay and Paraguay (reduction in distribution losses which reach 23%, for example, in some areas while the average loss in European Union countries does not exceed 10%). But the national programmes have only limited and isolated initiatives which would benefit from being supported by international cooperation programmes. In this context, the Synergy programme cofinanced a seminar on energy efficiency and renewable energies in Asunción (Paraguay) in April 1995 and is taking part in a programme - with the cooperation of the Spaniards - to improve the energy efficiency of public transport systems in the city.

The liberalization of the energy markets could promote REU, service companies (of the ESCO type) offering industrialists and major operators in the tertiary sector in particular investments in energy saving, an improvement in energy management and in setting up co-generation facilities for lower costs than those of energy supply. There again, the way in which the bodies responsible for regulating the system are set up will have a major influence on the emergence of such markets and the creation of specialized service companies.

Co-generation deserves special mention. This is an element not only of energy policy but also of industrial policy and environmental protection. Experience of this type of technology is generally very limited, its potential is hence huge but the countries of Mercosur would have to undergo a "cultural revolution" to do away with centralized production, which is the traditional method of production.

The creation of Mercosur opens up new perspectives, offering a vast market to service companies and making it possible to define quality and consumption standards. The establishment of such standards will entail setting up a network of laboratories and the development of common procedures.

Renewable energy

The consumption of renewable energies is greatest in Brazil with its alcohol fuels programme which has nevertheless lost ground on account of the drop in the price of oil and the consumption of firewood.

The consumption of firewood poses serious deforestation problems, especially in Paraguay, a country in which the share of biomass in the overall energy supply is greatest since it reaches 66% of the total. Biomass consumption is not confined to the residential sector alone since the only steelworks in Paraguay also operates on charcoal, the use of which is contributing to the desertification of the Chaco region.

Rural electrification constitutes the best use for renewable energies thanks to the use of wind and solar (photovoltaic) power. Moreover, there are possibilities for wind farms in Patagonia and in other regions but the low rate of return for self producers limits the prospects for developing renewable energies.

Renewable energies provide good prospects for cooperation projects, precisely when it comes to the practical implementation of rural electrification, when projects of this type make it possible to relieve the burden on national and local administrations and involve the participation of equipment manufacturers in the various countries concerned. Projects have been initiated by the Argentinian Government, but the opportunities presented to private firms did not prove to be sufficiently encouraging.

The development of LPG for use by households, involving several countries, is a topic for the future as it is one way of halting desertification. The same is true in the case of one country using another one's waste products to manufacture cement.

The integration of energy in the Mercosur countries is necessary but can only take place gradually. It must be preceded by an opening-up and deregulating process at present engaged in by three of the four participants. In this context, the Brazilian attitude, which is to give priority to the opening-up of the energy sector, rather than to its integration in Mercosur, is not as negative in the long term as one might believe at first sight. Given Brazil's enormous energy requirements, however, it is also clear that the energy market cannot be confined to the members of the present Mercosur alone, and that the integration of networks must

already be extended to include Chile, Bolivia and Venezuela.

The task of European firms will be to maintain and increase their presence in recently privatized companies and in future investments and also to contribute with their technologies. It may be noted

in this context that Mercosur's needs are not only confined to major production, transport and distribution equipment but also concern management systems, billing systems and services in general, fields in which European firms have gained solid experience. ◻

DG XVII'S WORK ON OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION IN THE FORMER SOVIET UNION

I.S. Samouilidis, DG XVII, and J-P. Desmarquest (expert)
Strategy, Dissemination and Promotion Unit

INTRODUCTION

There is an important energy dimension to the changes which are currently taking place in the Former Soviet Union. Energy technology improvements have been identified by the European Union as political and social priorities for development in the Newly Independent States.

As a tool for European Union energy policy towards those countries, the Directorate General for Energy (DG XVII) of the European Commission decided in 1993 to set up an EC Energy Centre in Tyumen, Western Siberia, to promote innovative and efficient energy technology developed in the European Union. The Province of Tyumen, the most prolific hydrocarbon basin in the Commonwealth of Independent States, extends from Kazakhstan border to the Kara Sea, an area of over 1,500,000 sq km. The Oblast (region), with Tyumen as the administrative capital, is divided into three *Okrug*:

- the Tyumen region itself
- Khanty-Mansiysk Okrug
- Yamalo-Nenets Okrug.

The first significant oil discoveries in the region were made in 1962 in the Khanty-Mansiysk Okrug. Despite extremely severe climatic conditions and huge access difficulties, these oil fields were rapidly developed and by 1988 they produced up to 350 Mt/year. But in 1988, production declined and in 1993 was less than 220 Mt/year.

Huge gas deposits were discovered in the Yamalo-Nenets Okrug as from 1965, and gas production from this region is still at a high level (550 billion m³/year).

There are multiple reasons for this declining oil production, which have been analysed in detail by numerous experts, mainly those of the Tyumen Task Force working under the European Union's TACIS Programme. This work has been a major support in implementing the terms of reference for a USD 1 billion funding to Production Associations by World Bank and EBRD for rehabilitation of oil production.

The first reason is probably the lack of equipment supply to repair wells and other production facilities. In the Former Soviet Union, most exploration and production equipment was manufactured in Azerbaidjan and Ukraine, and there is now an urgent need for a new oil and gas-related industry to be developed in the Russian Federation

Another reason is decreasing participation of Central Government in financing development of new fields, although Western Siberia remains a region in which there are still huge undeveloped reserves.

Therefore, on the condition that it is present in the region and willing to co-operate with Russian producer associations and manufacturers, the European oil and gas industry will be able to share a significant part of this large equipment market.

The Thermie Programme has played an important role in supporting this European industry - and mainly small and medium sized enterprises - to initiate and develop relationships with Russian oil and gas producers, by establishing and supporting the EC Energy Centre in Tyumen.¹

¹ *Setting up implementation and management have been contracted to GEP (France) - a member company of the former OPET Network.*

AIMS AND PRIORITIES OF THE EC CENTRE IN TYUMEN

As a permanent representative body for energy technology co-operation between European and Russian enterprises, the EC Energy Centre in Tyumen is an open door in Western Siberia both for identification of technological needs of Siberian producers and for advice to European industry about those needs.

The main aims of the Centre are as follows:

- to promote use of recent technological advances and equipment in order to improve exploration, production and transport of oil and gas in the area;
- to assist administration and industry in reducing energy consumption through more rational use patterns;
- to build industrial relations between Russian and European companies and help develop joint-venture and foreign projects;
- to initiate and take part in promotional events dedicated to energy resource development and technology transfer.

Since its opening in July 1993, the priorities of the Centre have been:

- to present the Thermie Programme and the work of the Centre to Administration, Production Associations and related companies in Russia;
- to co-operate with the OPET Network to provide a full range of promotional actions covering innovative technology for oil and gas exploration-production;
- to build co-operative links with specialists and companies from the European Union involved in hydrocarbon industry;
- to collate information on the management of the Production Associations and related Companies in Western Siberia and the surrounding regions.

IMPLEMENTATION AND CURRENT ACTIVITY

The EC Energy Centre is located in the centre of the city of Tyumen, the administrative and oil capital of Western Siberia, in the premises of the Tyumen State Oil and Gas University. Good co-operation has been established with the Institute of Management, which used to assist the Centre in its activities.

The staff of the Centre consists of a Director, two Russian engineers, specialised in oil exploration and production respectively, an executive secretary and a driver. The Centre is provided with up-to-date communication equipment. Conference rooms and

facilities are available in the University for promotional activities carried out in Tyumen.

From the beginning, the Centre has received strong support from the Federal Russian Ministry of Science and Technology Policy, the Ministry for Fuel and Energy, and the State Oil Company ROSSNEFT.

The very first actions of the Centre's staff were to:

- present the Centre to the Ministry of Science and Technology Policy in order to obtain official accreditation;
- establish a mailing list of the most important organisations within local Administration and Industry;
- present the Centre to more than 70 Oil and Gas Production Associations and related Companies over the whole of Siberia and surrounding regions;
- set up the Advisory Board of the Centre with 21 members chosen from the most representative managers from local Administration, the oil and gas Industry and Scientific Institutes from the region.
- organise a joint visit by 75 people including officials from the Commission, members of the Russian Government and representatives from European and Russian oil and gas-related industries in July 1994.

Work at EC Centre in Tyumen is currently focused on technology promotion and assistance to the oil and gas industry:

- intelligence and relationship activity, including presentation of the Centre to Production Associations and related Companies, press relations, business trips, mailing lists, etc;
- support to the OPET Network: preparation, organisation and participation in promotional events (workshops, exhibitions, training courses, etc);
- support to industry: collation of technical requests from local and European industrialists, market assessments, assistance for contacts.

PROMOTIONAL OPERATIONS

The following Thermie promotional operations were carried out locally or are currently being prepared with assistance from the EC Centre in Tyumen:

INTERNATIONAL ECOLOGICAL EXPEDITION

The EC was invited through the Tyumen Energy Centre by the municipality of Noyabrsk to take part in an International Northern Forest Expedition with the following aims:

- to highlight the most important ecological issues in the region;

- to evaluate the methods and technologies used by the local oil and gas industry and compare them to international practice;
- to make recommendations to improve the current environmental situation and continue developing production in better and safer conditions.

The report of the expedition has been summarised in a "maxi brochure", published in English and Russian, and widely distributed at major international oil and gas events.

WORKSHOPS

Several important technical workshops have been organised in Tyumen and the surrounding area:

- Geology and Geophysics as applied to reservoir engineering in Tyumen on 15-16 June 1994. 80 participants mainly from the Tyumen area itself.
- Drilling Technologies in Tyumen, 1-2 February 1995. In this second workshop, 98 participants from 36 oil and gas related organisations came from the whole of Siberia as well as the Urals.
- Decontamination and Rehabilitation of polluted areas in Novosibirsk, 24-25 October 1995, with the aim of disseminating and promoting innovative de-pollution equipment in Western Siberia. The local and federal Authorities also showed strong interest in environmental protection for drilling and production.

These events were successful thanks to the themes and programmes drawn up in close co-operation between the Centre's experts, the organising OPET and European industry taking part, which took account of the most urgent priority requests from Siberian Production Associations. Two further technical workshops are currently planned to be held in Tyumen, on Pipeline Integrity and Reservoir Engineering and Management respectively.

In addition, the EC Energy Centre is often called upon to assist the OPET Network in the organisation and promotion of workshops and seminars in Europe and the CIS (Berlin, Moscow, Kiev, etc.), mainly by providing speakers and inviting participants from the Siberian area.

TRAINING SEMINARS

Training seminars planned to be held in Western Siberia in the hydrocarbons sector aim to respond to a strong demand from the Oil Industrialists' Union, the Ministry for Fuel and Energy, the Ministry for Science

and Energy Policy and various Technical Institutes of the Russian Federation.

In the hydrocarbons sector, two important training courses have been given or are currently being prepared by the OPET Network and the EC Energy Centre in Tyumen:

- a seminar for Russian Petroleum Geologists and Reservoir Engineers with collaboration of the Industrial Institute, composed of four three-day sessions, held in May 1995: petroleum geochemistry, seismic technologies, reservoir management, economic management in oil and gas exploration and production. More than 120 specialists from the Russian upstream industry have been selected to follow in this course.
- a seminar on Safety Management for Oil and Gas Industry Personnel, programme of which is currently under assessment with the Centre's experts so as best to address the technical needs of the Siberian industry.

Outside the hydrocarbon sector, the Centre has assisted the OPET Network in the organisation of a training seminar on Energy Management, gathering 24 selected decision-makers and audit specialists from the Tyumen area.

EXHIBITIONS

Since its opening, the EC Energy Centre has also assisted the OPET Network in the organisation of a Thermie stand at various international oil and gas exhibitions: KIOGE 1993 in Almaty, MIOGE 1993 and 1994 in Moscow, the 1994 Caspian Oil and Gas Exhibition in Baku, and Neftegaz Tyumen.

Neftegaz Tyumen 1994 was the second oil and gas exhibition in Tyumen, and the first time the European Union was present, with a stand of 108 sq.m and seven exhibiting companies. The other thus had the opportunity to introduce their technology to the oil industry and appropriate authorities in Western Siberia, and identify opportunities for investment in the exploration/production sector in the region. This event was considered a great success by all European exhibitors and visitors.

Neftegaz Tyumen 1995, the first oil and gas trade show organised by the Russians themselves in Tyumen, was opened by Mr Shafranik, Federal Minister for Fuel and Energy, accompanied by a UK trade delegation led by the Minister responsible for Energy, Mr Tim Eggar. As in 1994, the theme of the opening address was the need for fewer equipment imports and more joint ventures between Russian and Western companies.

WESTERN SIBERIA OIL AND GAS DIRECTORY

In the Former Soviet Union, all commercial and marketing contacts had to be made in Moscow through the centralised fuel and energy administrations. Nowadays most decision-makers, as well as the hard currency for payment of equipment supply and services, are located in the headquarters of the Production Associations spread over the whole country.

Therefore, as a result of the numerous visits made by the Centre's staff to Siberian oil and gas fields, a Western Siberia Oil and Gas Directory has been published, containing information on the current organisation and management of nearly 150 Russian Associations and Companies. This Directory, periodically up-dated, provides European companies with a useful tool in approaching the Siberian oil and gas market.

OPPORTUNITIES FOR LOCAL INDUSTRY

Besides the specific promotional actions organised by the Centre or with its assistance, various more general activities are also aimed at the local oil and gas-related industry:

- technical requests from industrialists: every month several requests for assistance or contacts are received from Russian companies, mainly on exploration/production and environmental issues. They are analysed by the Centre's experts and forwarded to appropriate EU companies through the OPET Network.
- establishing business contacts and encouragement of joint manufacturing operations with European equipment producers. Russian Authorities are showing particular interest in joint venture projects to participate in building western equipment locally, rather than purchasing complete from Europe.
- collation of investment projects in the production and transportation sectors, technical analyse and selection for preparation of submission proposals for international financing.

OPPORTUNITIES FOR EUROPEAN INDUSTRY

European companies willing to approach the Russian market agree that the Commission can perform a very useful promotional function by continuing to take part in local exhibitions, by disseminating information on European technologies via publications (including a regular and properly targeted Oil and Gas Newsletter in Russian) and by supporting workshops for specific technologies arranged for Production Associations. As an example, a list has been drawn up of industrial results obtained in Western Siberia by European oil and gas-related companies through promotional actions organised with assistance of the EC Energy Centre.

European industry should also benefit from the Centre's more general activities:

- meeting technical or marketing requests from European industry and providing appropriate responses;
- helping to establish relationships with local industry and administrative authorities through the continually updated directory of business contacts;
- assessment of Russian companies on their status, current and projected activity, technical needs and particular strengths and weaknesses;
- local market estimates for specific equipment and chemical needs at the request of European companies;
- advice on and promotion of joint venture projects.

Visits by European industrialists to Siberian Production Associations, for technical meetings on very specific issues with their representatives and decision-makers, also can be organised in oil field areas by the Centre, at low cost.

Environmental issues affectives oil and gas production and transportation are of great concern to Russian Administration and Industry, both locally and at federal level. Finally, there is also an important potential for energy savings outside the hydrocarbons sector in the Tyumen area, and the Centre can introduce European companies counterparts involved in these activities.

CONCLUSION

The international oil and gas industry has already established its own business relationships with Russian companies and Production Associations. The European oil and gas related industry, on the contrary, currently shows a low level of involvement in Western Siberia - partly due to the low revenues of oil producers on the Russian market.

Despite a high degree of risk for smaller European oil and gas-related enterprises in Western Siberia, there are opportunities for medium and large companies in both equipment sales and manufacturing joint ventures for exploration, production and transportation operations. The environmental issues encountered during these operations are also of great concern to federal and local authorities as well as to industrial decision-makers.

Therefore, it is important that European Union industry, with assistance and support from the European Commission, be present and increase their activity in the Tyumen area in order to take advantage of new developments in exploration, production, transport and environmental protection in Western Siberia. ◻

ESPAÑA Y LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE EUROPA

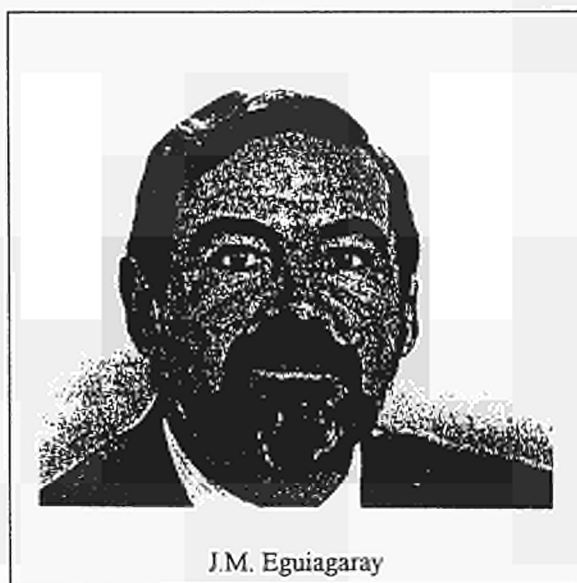
J.M. Eguiagaray
Ministro de Industria y Energía español

De acuerdo con las orientaciones definidas por los Consejos Europeos de Lisboa (junio de 1992), Corfú (junio de 1994), Essen (diciembre de 1994) y Cannes (Junio 1995), la Unión Europea está decidida a definir un esquema duradero de relaciones con los países de la cuenca mediterránea, dentro de un espíritu de asociación. Una política de cooperación ambiciosa en el Sur debe constituir el complemento de la política de apertura al Este Europeo.

La Unión Europea y sus socios mediterráneos tienen que afrontar retos comunes lo que exige un enfoque global y coordinado. Este enfoque debe tener debidamente en cuenta las características y especificidades de cada uno de los países de la otra ribera del Mediterráneo. En este sentido, la definición de un marco multilateral entre Europa y los países del Este y Sur del Mediterráneo constituirá, sin duda, un complemento a las relaciones bilaterales que vinculan a los países de la Unión con cada uno de esos países de forma específica.

Con esta idea, la Unión Europea debería tener como objetivo principal, en sus relaciones con dichos países, apoyar la estabilidad social y la prosperidad económica en esta zona del mundo. A tal efecto, la Unión Europea debería estar dispuesta a apoyar a dichos países en sus esfuerzos para que la región se vaya convirtiendo progresivamente en una zona de estabilidad y prosperidad. Esto exige a mi juicio un diálogo político,

un desarrollo económico y social sostenible y equilibrado y la necesidad de una mejor comprensión entre las culturas a través del refuerzo de la dimensión humana en los intercambios.



En este contexto, entiendo que uno de los ámbitos más eficaces de cooperación posibles en este momento es el sector energético. En los últimos años, se han desarrollado conexiones energéticas entre algunos países de la Unión Europea y países del sur del Mediterráneo. En la actualidad existen proyectos de intensificación de dichas conexiones, así como acciones comunes en el ámbito del desarrollo tecnológico y la eficacia energética.

En este sentido, la intensificación de la cooperación internacional debe constituir una de las prioridades de la Unión Europea dentro del sector energético. Esta prioridad se justifica por el ámbito internacional que

tienen los mercados energéticos y la creciente dependencia de la Unión Europea de los mercados exteriores. Asimismo, esta cooperación se justifica por el papel importante que juega la energía en el mantenimiento de la estabilidad de los diferentes países consumidores y productores, así como su vinculación con el desarrollo económico y con el medio ambiente debido principalmente al crecimiento del consumo energético.

En este contexto, la posición de la Unión Europea sobre cooperación en el Mediterráneo, que fué aprobada por el Consejo de Asuntos Generales del mes de junio de 1995, establece la creación de una colaboración global basada en el reforzamiento de la democracia y el respeto de los derechos del hombre que constituyen un elemento esencial de las relaciones entre Europa y los países mediterráneos.

Este "partenariado" se articulará alrededor de los ámbitos político y de seguridad, económico, financiero, social y humano.

La energía se encuentra contemplada en el segundo ámbito, como uno de los sectores prioritarios de cooperación, proponiéndose el impulso de la actividad económica mediante la posible creación de un marco legal semejante al existente con los países del Este de Europa y de la Ex-URSS, es decir, la Carta Europea de la Energía, así como la participación común en programas de investigación, el desarrollo de fuentes de energía renovables y el impulso de la eficacia energética.

Para cubrir las necesidades económicas de esta cooperación global, el Consejo Europeo de Cannes, de 26 y 27 de junio de este año, confirmó lo aprobado por los Ministros de Asuntos Exteriores, acordando destinar a la cooperación financiera con los países del área Mediterránea 4 685 MECU, en el período 1995-1999.

Por otro lado, la consolidación de la Unión Europea y la globalización de los mercados constityen un elemento dinamizador y liberalizador de todo el sistema económico que también incidirá en los sectores energéticos. Las energías finales ofrecidas al consumidor deberán ser internacionalmente competitivas en calidad y precio y también deberán serlo las propias empresas energéticas.

Aunque la aplicación de los mecanismos del mercado global al área de la energía deba realizarse sopesando las peculiaridades del sector energético en su conjunto y las de cada subsector en particular, la tendencia hacia estructuras de mercado más abiertas y competitivas es irreversible.

Esta circunstancia modificará la función de los diferentes agentes. Por una parte, un número creciente de decisiones serán resultado del libre juego del mercado, con lo que las empresas y consumidores ganarán protagonismo. Por otra, los planteamientos supranacionales irán adquiriendo una importancia creciente.

Todos estos factores acentúan la necesidad de flexibilizar la planificación y sobre todo la puesta en marcha de foros de opinión técnica y empresarial entre países con condicionamientos geopolíticos similares.

El objetivo básico de toda planificación estratégica en el área de la energía es asegurar el abastecimiento de energía en las condiciones de cantidad, calidad y precio que mejor se adapten a las necesidades de la política económica, sin olvidar, en las circunstancias actuales, tres factores fundamentales en la configuración de cualquier política energética: la competitividad, el medio ambiente y la eficiencia energética.

En efecto, la mejora de la competitividad de las empresas del sector energético constituye una condición necesaria para el desarrollo de las actividades energéticas de los mercados como el que caracterizara la década actual.

Asimismo, la protección del medio ambiente y sus consideraciones en la definición y orientación de la política energética, es necesaria para reducir el impacto medioambiental de la producción y el consumo de energía. Además, contribuye a introducir en la economía comunitaria importantes elementos de dinamización e innovación, generadores de nuevas actividades, y de procesos industriales más competitivos a largo plazo.

Por otra parte, es necesario seguir potenciando la eficiencia energética, tanto a través de actuaciones sobre la demanda como mediante actividades de I+D, que contribuyan a satisfacer las exigencias de protección del medio ambiente, a fomentar la competitividad de la economía comunitaria y a mejorar la seguridad de suministro.

Las líneas de actuación de la política energética se centran en la consecución de un adecuado equilibrio entre los diferentes objetivos mencionados anteriormente, de modo que se obtenga un compromiso satisfactorio dentro de la contraposición existente entre algunos de ellos.

Uno de los instrumentos de mayor relevancia para conseguir los objetivos de política energética de la Unión Europea es la creación de Redes Transeuropeas

en el sector de la Energía. Por ello, debe impulsarse la adopción de acuerdos que permitan el desarrollo de dichas redes y posibiliten su posterior interconexión con los países de la cuenca sur del Mediterráneo. Esto permitirá no solo avanzar en la consecución del Mercado interior comunitario en el sector de la Energía sino facilitar también la posible futura ampliación de dicho mercado a toda la cuenca del Mediterráneo.

En este sentido, la Unión Europea, y España en concreto, conscientes de la importancia de los intercambios comerciales en el sector energético, han elaborado propuestas para suministrar electricidad a diversos países de la cuenca sur del Mediterráneo, como Marruecos, Argelia y Túnez.

En efecto, España ha firmado un acuerdo de suministro eléctrico al Reino de Marruecos para una potencia que oscila entre 300 y 600 MW a partir de 1996. El suministro se realizará por medio de un cable submarino de 26 Km. de longitud desde la ciudad española de Tarifa hasta la marroquí de Tetuán, atravesando el estrecho de Gibraltar a una profundidad máxima de 615 metros.

La capacidad de interconexión eléctrica podrá ampliarse en el futuro, con lo que las posibilidades de intercambio desde España y más aún, desde Europa, con Marruecos y en la misma línea con el Magreb y con todos los países de la región mediterránea, tienen un punto de partida con un futuro esperanzador que exigirá una delineación posterior.

Este acuerdo está contribuyendo y contribuirá a impulsar la cooperación entre Europa Occidental y el área del Magreb al proporcionar una optimización tanto en precio como en seguridad de los respectivos sistemas eléctricos.

En el sector del gas, las actuaciones internacionales en general, tienen como punto en común que se han dirigido al desarrollo de los mercados y de las infraestructuras, conforme al aumento previsto de la penetración de este combustible en los balances energéticos de los países desarrollados y en vías de desarrollo.

Esta política de desarrollo en infraestructuras tiene su primera aplicación en la ampliación al suministro por gasoducto de los sistemas de gas importado. Las conexiones actuales de las redes interiores de gasoductos se internacionalizarán conectando países, mercados y hasta continentes. En este punto merece destacar la construcción del gasoducto Magreb-Europa, que unirá, a través de Marruecos, los pozos argelinos con España, en primer lugar, y con otros países

europeos en una fase posterior. Este avance es irreversible, así, Portugal ha formalizado su interés por recibir gas argelino a través de este gasoducto y existe ya, en fase de ejecución, un proyecto de interconexión gasista entre España y Portugal, con alimentación a partir del gasoducto Magreb-Europa.

Asimismo, no hay que olvidar el nuevo gasoducto Argelia-Túnez-Italia, que contribuye a un mayor grado de interconexión gasista y seguridad de suministro entre los países del Magreb y la Unión Europea.

Estas conexiones supondrán la plena integración de los sistemas gasistas europeos y los del Norte de Africa, cuya red es preciso potenciar, y la apertura de un nuevo eje de comercio Norte-Sur con grandes posibilidades de cooperación en el futuro.

Adicionalmente, este tipo de interconexiones contribuirá a igualar el coste de acceso de los países europeos mediterráneos al gas natural con el de los países europeos del norte, cuya ventaja deriva de su mayor proximidad a los suministros procedentes de Noruega y de los territorios de la antigua Unión Soviética.

Por todo ello, quisiera destacar el esfuerzo que se ha llevado a cabo en la Conferencia de El Cairo el pasado octubre en la que se definieron los principales proyectos que se podrían llevar a cabo en la Cuenca Mediterránea, dentro del marco de las Redes Transeuropeas.

El conjunto de proyectos detectados supera la cifra de 20 000 millones de dolares de inversión en el sector gasista y 1 800 millones de inversión en los proyectos de interconexión eléctrica.

En el campo de las energías renovables es preciso encaminarse, a mi entender, a la conclusión de acuerdos entre países mediterráneos que comparten preocupaciones comunes por el desarrollo de las tecnologías en el ámbito de las diferentes fuentes de energía renovable.

Estos acuerdos deberán contemplar el desarrollo común de esfuerzos en áreas de tanta importancia como las tecnologías solares (fotovoltaica, altas temperaturas, etc) cogeneración y desalinización de agua, así como en temas específicos de cooperación en los ámbitos de la energía eólica y la biomasa.

En efecto, el potencial del norte de Africa en este tipo de recursos y uso de tecnologías es enormemente prometedor. En el campo solar de la energía, a título de ejemplo, puede indicarse que, según estudios de

Centros Españoles de Investigación Energética, la potencialidad de la cuenca Mediterránea, en su zona norte-africana, es comparable al 90% de la equivalente al desierto del Mojave (EE.UU.), uno de los puntos de mayor insolación de nuestro planeta. Como paso previo a la colaboración euro-mediterránea en el campo de las energías renovables, España está a favor de impulsar la elaboración de un estudio detallado sobre dichas energías en la cuenca del Mediterráneo, contándose, a tal efecto, con el apoyo de la Comisión de la U.E. y de altos responsables del Banco Mundial. El desarrollo de estas tecnologías limpias y respetuosas con el medio ambiente es uno de los retos más importantes que deberían tener nuestros países para la consecución de una zona mediterránea respetuosa con el entorno.

En resumen, creo que no cabe duda que la energía debe ser un importante estímulo para la economía de los

países mediterráneos, por lo que deben ampliarse los ámbitos de cooperación con los países de la Unión Europea de tal forma que los mismos se sustenten en unas relaciones comerciales basadas en las propias relaciones entre compañías energéticas, sin olvidar el necesario apoyo financiero que se deberá proporcionar a ciertas actividades que de otra forma no podrían desarrollarse de una forma autónoma.

Esta cooperación entre la Unión Europea y los países del Este y Sur Mediterráneo debería incluir, asimismo, un proceso de transferencia de tecnologías y un sistema de garantía de inversiones que contribuya a lograr promover proyectos de integración regional, lograr un desarrollo social sostenido y preservar la protección del medio ambiente, objetivos básicos, todos ellos, de la cooperación orientada a consolidar un clima de diálogo permanente en la Cuenca Mediterránea. □

CONFERENCIA SOBRE LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA EN LA CUENCA MEDITERRÁNEA

El Cairo, 2 y 3 octubre de 1995 - Informe general

P. Carvounis, DG XVII

Jefe de la Unidad para la Cooperación Energética con Países Terceros

La Conferencia del Cairo sobre financiación de proyectos de energía en la zona mediterránea fue organizada conjuntamente por la Comisión Europea (Dirección de la Energía, Programa Synergy), el Banco Mundial (Departamento de Industria y Energía) y el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME).

La idea de celebrar la conferencia surgió en Sevilla en octubre, durante un seminario organizado por el Banco Mundial sobre políticas de la electricidad y del gas en el Mediterráneo Occidental. A lo largo del seminario, las cuestiones de financiación se convirtieron en un factor estratégico y se pensó que resultaría útil ampliar el debate a toda la zona. Esta idea se vio confirmada en la Conferencia de Túnez que organizó la Comisión Europea en marzo de 1995.

A la Conferencia de El Cairo asistieron 350 participantes de 22 países. A lo largo de dos días se abordaron muchos de los aspectos del tema principal de la financiación de proyectos de energía, tanto en las declaraciones realizadas como en los debates que de éstas se derivaron y que giraron en torno a cuatro subtemas principales: panorama general, consenso sobre las tendencias más importantes, obstáculos, y propuestas y recomendaciones.

NECESIDADES DE FINANCIACIÓN

Los estudios preliminares que realizó el OME destacaban el volumen de las inversiones que hay que hacer en proyectos de energía en los países del sur y del este del Mediterráneo. En el período comprendido entre 1996 y el año 2010, tendrán que realizarse inversiones en el sector de la energía por un valor de unos 250.000 millones de dólares, de los que un 57% se dedicará a la electricidad (transporte y distribución de la producción) y el 43% restante al petróleo y al gas. Esto supone un

flujo anual de 14.000-16.000 millones de dólares, frente con los 6.000-7.000 millones actuales, es decir, una duplicación del actual esfuerzo inversor.

En la actualidad, son empresas del sector público las que en gran medida siguen llevando a cabo esta inversión en materia de energía, con la posible participación financiera del presupuesto nacional. No obstante, empresas y gobiernos se enfrentan en la mayoría de los casos a imperativos micro y macroeconómicos que les impiden asumir su papel tradicional. Por tanto, es preciso abrir nuevas vías de financiación, fundamentalmente la movilización de capital privado nacional y extranjero. Para que esto sea posible, los proyectos han de resultar interesantes y ofrecer una rentabilidad lo suficientemente alta como para atraer el capital privado. La reestructuración del sector de la energía constituye un requisito imprescindible para alcanzar los objetivos establecidos.

Las ponencias presentadas mostraron que existe una gran cantidad de proyectos en la región que pueden clasificarse en cinco grandes categorías:

- ◆ Suministro: centrales eléctricas, desarrollo de depósitos de hidrocarburos, refinerías;
- ◆ Transporte: transporte nacional de gas y de electricidad, interconexiones regionales, gasoductos internacionales;
- ◆ Distribución: redes eléctricas y de gas, sistemas de energía descentralizados;
- ◆ Rehabilitación de centrales eléctricas, redes de gas y electricidad, refinerías;
- ◆ Conservación de la energía, que en la mayoría de los casos ha de diseñarse y llevarse a cabo desde un punto de vista local o regional.

Estos proyectos tienen efectos concretos o generales en el desarrollo de la economía; no siempre coincide su tasa de rentabilidad; suelen dar lugar a

interdependencias de diferente tipo: desde el punto de vista económico, entre varios países o entre nuevas formas de transporte de la energía, incluidas las oportunidades nacionales que pueden generar sobre la marcha.

La utilización de capital privado no supone la desaparición del apoyo financiero público. Ciertos programas, como la electrificación de las zonas rurales, se financiarán con fondos públicos, pero la envergadura del conjunto de las necesidades exige una utilización de capital privado a gran escala, por lo que los posibles proyectos auguran una buena rentabilidad. Uno de los puntos clave de la Conferencia consistió en determinar las condiciones en las que se podían movilizar estos recursos.

CONSENSO

La Conferencia corroboró el consenso existente entre los países de la zona mediterránea sobre la necesidad de la cooperación regional. Dicho consenso refleja la voluntad de los gobiernos y empresas por abrir el diálogo, establecer y aplicar acciones conjuntas y fortalecer sus interdependencias, a fin de administrar mejor los activos del Mediterráneo.

En lo que respecta a los países del norte del Mediterráneo -los de la Unión Europea-, el compromiso de cooperación se vio reforzado por la adopción de una política mediterránea a escala comunitaria que tiene un carácter más impulsor y ambicioso y cuyos medios se han movilizado en el marco del programa MEDA. Otras operaciones, como el programa Synergy, pertenecen más específicamente al sector de la energía, para el que la DG XVII pondrá en marcha el Foro de la Energía que podría facilitar la movilización de los recursos disponibles en el marco del programa MEDA para proyectos de energía. Por su parte, el Banco Europeo de Inversiones constituye un importante vínculo entre el norte y el sur y un potente catalizador para garantizar la financiación.

El Grupo del Banco Mundial hizo una exposición minuciosa de las políticas y actividades del BIRF, CFI y OMGI, y destacó la ayuda técnica y financiera que se ha prestado al sector de la energía en los países de la zona. La política del Banco Mundial se fundamenta en el hecho de que las vías tradicionales de financiación ya no bastan para atender la creciente necesidad de fondos. Actualmente, hay que movilizar capital privado, en concreto, de fuentes locales. Tal movilización exige que se apliquen reformas institucionales a muy corto plazo. El Banco Mundial señaló que la mayoría de los países mediterráneos se

están quedando atrás con relación al plan establecido, lo que produce una desviación de los flujos de capital hacia países más avanzados.

En los países del sur y del este mediterráneo también existe entre gobiernos y empresas el compromiso de cooperación norte-sur y entre los países del sur. Las necesidades de financiación del sector de la energía y los imperativos financieros micro y macroeconómicos ligados a ellas han hecho que la mayor parte de estos países se den cuenta de la necesidad de emprender reformas institucionales en este sector. Estas reformas no son las mismas en todos los países y no se iniciarán al mismo ritmo, sobre todo si se tienen en cuenta las reservas que muestran algunos países.

Sin embargo, las tendencias principales son las siguientes:

- ◆ El establecimiento en cada país de un marco institucional claro, transparente y estable en lo que se refiere a legislación, organización del sector y operaciones administrativas y judiciales. La existencia de tal marco, aunque no haya un modelo general, es una condición fundamental para atraer a los inversores privados.

- ◆ Un mayor uso por parte de las empresas públicas de las prácticas comerciales y de gestión que se utilizan en el sector privado. Mayor autonomía de las empresas públicas respecto del gobierno y posible modificación de su personalidad jurídica (constitución como empresas).

- ◆ Una apertura parcial o total, inmediata o gradual, de las actividades en el ámbito de la energía hacia el capital privado, como medio para hallar recursos adicionales y aumentar la productividad del sector. Este proceso ya se ha iniciado en el caso de la producción de electricidad, pero está mucho más atrasado en el caso de la distribución de electricidad y gas natural. Esto se debe, en parte, al peso de los imperativos políticos y sociales que condicionan a este subsector.

- ◆ La liberalización de los precios y del comercio exterior.

- ◆ Tener en cuenta en las inversiones en materia de energía, inversiones en conservación de energía y, concretamente en el sector de la electricidad, las posibilidades de aplicar políticas de gestión desde el punto de vista de la demanda.

La Conferencia también demostró que había consenso entre los participantes para abordar el tema de las inversiones en el sector de la energía desde el punto de vista de proyectos individualizados. Este planteamiento permite mostrar de manera más clara la viabilidad técnica y económica de cada proyecto, los flujos de caja que puede generar y los riesgos que conlleva. Además, es posible determinar las repercusiones en el medio ambiente, que cada vez se tienen más en cuenta. Este

planteamiento, que es una ampliación del concepto de financiación de proyectos, hace posible verificar más fácilmente las posibilidades de financiar las inversiones proyectadas.

OBSTÁCULOS QUE SIGUEN DIFICULTANDO EL PROCESO

La Conferencia observó que siguen existiendo muchos obstáculos que han de superarse para que sea posible movilizar los recursos necesarios, en términos tanto de volumen, como de ritmo y tiempo. Los obstáculos más importantes que se mencionaron en la Conferencia son:

- la falta de un marco institucional;
- el riesgo de país;
- el riesgo del tipo de cambio;
- la dificultad de movilizar el ahorro nacional;
- la complejidad de agrupar paquetes para la financiación de proyectos.

EL MARCO INSTITUCIONAL

La falta de un marco institucional sigue siendo el principal obstáculo para atraer capital privado nacional e internacional.

EL RIESGO DE PAÍS

El riesgo de país constituye para los inversores privados uno de los factores más importantes a tener en cuenta. Abarca el riesgo al que se expone un inversor si el Gobierno no llega a cumplir sus compromisos institucionales, así como cualquier cambio o acontecimiento imprevisto que pueda tener lugar y repercutir en la viabilidad del proyecto original. Entre estos riesgos, se cuenta como uno de los motivos principales de preocupación el establecimiento de los precios de venta por parte del inversor privado; la rentabilidad del proyecto puede verse perjudicada si los precios de venta (para un determinado proyecto) no se ajustan automáticamente para reflejar los cambios que se produzcan en los costes no controlables.

EL RIESGO DEL TIPO DE CAMBIO

Varias intervenciones llamaron la atención sobre el obstáculo habitual que representan los tipos de cambio estructuralmente desfavorables. Esto sucede, más concretamente, cuando se importan bienes de equipo y el flujo de caja se genera en moneda nacional. Para poder cubrir tal riesgo es necesario establecer tipos especiales de garantías.

CAPITAL NACIONAL

Atraer el ahorro nacional para la financiación de un proyecto de energía es un factor importante de

equilibrio, ya que el uso del ahorro nacional ayuda a reducir el riesgo de los tipos de cambio. Por desgracia, la movilización del ahorro nacional a menudo tropieza con numerosos obstáculos, como la inexistencia o escasez de mercados financieros nacionales, la especulación, y el desarrollo insuficiente de los conductos financieros nacionales. En varias ocasiones, los asistentes, en especial banqueros, recordaron que la movilización del ahorro nacional debe considerarse una prioridad.

INGENIERÍA FINANCIERA

Los proyectos de energía en los que hay inversión privada se ven sometidos a un minucioso estudio financiero con vistas a determinar todo tipo de riesgos a fin de que éstos puedan ser cubiertos. Debido a que esta cobertura a menudo se realiza por contrato, muchos proyectos acaban convirtiéndose en una verdadera maraña de contratos. Por ejemplo, uno de los proyectos que se mencionaron en la Conferencia llevaba consigo la siguiente cadena de contratos: acuerdo de aplicación, acuerdo de adquisición de electricidad, acuerdo de financiación, contrato de construcción, contrato de explotación y mantenimiento, acuerdo sobre suministro de combustible, acuerdo de utilización del agua, acuerdo de préstamo, acuerdo de los accionistas, acuerdo sobre cuenta de depósito en garantía y acuerdo de consultoría. Estos contratos abarcan diferentes aspectos: técnico, económico, financiero, jurídico, institucional y medioambiental. Son interdependientes y por ello entrañan múltiples negociaciones paralelas. De este modo, la movilización de capital privado supone una complejidad mucho mayor de la operación, debido en gran parte a una adecuada cobertura del riesgo de país. La conclusión de las reformas institucionales que actualmente se están llevando a cabo en algunos países podría acabar reduciendo el riesgo nacional y, en consecuencia, simplificando los procedimientos.

PROPUESTAS Y SEGUIMIENTO

Las condiciones de financiación de los proyectos de energía y los obstáculos ligados a ellos fueron objeto de una serie de propuestas que se hicieron a lo largo de la Conferencia. Algunas de estas propuestas ya han sido formuladas y probadas; otras se sugirieron de forma más bien intuitiva y exigen un estudio más minucioso. De manera bastante general, se reconoce que la movilización de los recursos necesarios para la mayoría de los proyectos de energía debe apoyarse en dos principios fundamentales:

- ♦ la diversificación de las fuentes de financiación;
- ♦ la pluralidad de socios.

Estos dos principios tienen su origen en la índole de los riesgos y su distribución.

♦ La diversificación de fuentes de financiación (financiación múltiple) persigue aumentar el número de conductos financieros y utilizar todo el abanico de fuentes disponibles, a saber, bancos comerciales nacionales e internacionales, organismos de crédito a la exportación, financiación bilateral e instituciones internacionales. En varias ocasiones a lo largo de la Conferencia, se subrayó el hecho de que existen medios poco habituales de financiación con garantía que a veces posibilita que se concluya el paquete de financiación de un proyecto que no está financiado en su totalidad con medios convencionales.

♦ La cooperación constituye una forma de compartir los riesgos. Entidades nacionales o internacionales con competencias diferentes o complementarias pueden asociarse en un proyecto común a fin de reunir el capital inicial y compartir los riesgos.

Estos principios constituyeron la base de cuatro temas principales de discusión de la Conferencia:

- la financiación de empresas conjuntas;
- la mejora de la ingeniería financiera;
- la coordinación de la ingeniería global de los proyectos;
- nuevas fuentes de financiación;
- nuevas garantías.

FINANCIACIÓN DE EMPRESAS CONJUNTAS

Por definición, los proyectos que implican interconexiones de gas y electricidad afectan a varios países y los beneficios obtenidos por cada uno de ellos pueden ser cuantiosos. No obstante, en el caso de las interconexiones de electricidad se observó que las inversiones realizadas en cada país pueden no ser proporcionales a los beneficios obtenidos por cada uno de ellos. Por tanto, es preciso prestar atención a la secuenciación de las inversiones y al diseño de un proceso global de financiación, lo que podría conducir a la gestión conjunta de redes de alimentación de alto voltaje. Estas cuestiones parecen responder a una tendencia según la cual las interconexiones puramente técnicas están dando paso a intercambios de energía fundados en bases puramente comerciales. Ya se han realizado estudios al respecto. Resulta evidente que los beneficios económicos derivados de la cooperación presentan un importante potencial y deben estudiarse las formas de aplicar estas ideas, a través de instituciones como el Foro Euro-Mediterráneo y el Tratado de la Carta de la Energía.

MEJORA DE LA INGENIERÍA FINANCIERA

La experiencia de distintos países indica que no es fácil aplicar las fórmulas BOT (Construir - poner en marcha - transferir) y los acuerdos correspondientes, debido, sobre todo, a la multiplicidad y variedad de los

contratos y a lo prolongado de las negociaciones. Se están realizando esfuerzos, en concreto en Turquía, para simplificar la aplicación de estos acuerdos. Este asunto debe ser abordado conjuntamente por países y accionistas, sin olvidar las cuestiones principales de transferencia de tecnología y suministro nacional.

BOT no parece ser el medio adecuado para operaciones de privatización para rehabilitar las instalaciones actuales. Se ha demostrado que la rehabilitación de plantas existentes (especialmente las de producción eléctrica y refinería) pueden ser muy rentables desde el punto de vista económico. Se han propuesto paquetes LROT (arrendar, renovar, poner en marcha y transferir) que deben seguir un proceso de evaluación.

COORDINACIÓN GLOBAL DE LOS PROYECTOS

En repetidas ocasiones se habló de la complejidad organizativa de los proyectos: la proliferación de contratos, fuentes de financiación y actores. Hay una clara necesidad de coordinación, sobre todo entre organismos de crédito a la exportación y bancos comerciales. Asimismo parece ser que algunos de los actores no se han esforzado lo suficiente por adaptar sus métodos al nuevo contexto de financiación. Éste es un ámbito en el que hay que emprender análisis y acciones. Una institución como el Banco Mundial, que actúa como prestador de ayuda y consejero financiero, podría servir de catalizador en la ingeniería financiera.

NUEVAS FUENTES DE FINANCIACIÓN

Teniendo en cuenta la necesidad de una financiación múltiple, es necesario filtrar y clasificar las diversas fuentes de obtención de fondos para conseguir capital social y la financiación mediante la cesión de créditos. Con respecto a ésta última, la CFI ha hecho hincapié en el hecho de que tener participaciones de capital social constituye una prioridad, al permitir atraer más capital y compra de la deuda. Partiendo de otro punto de vista, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial de las Naciones Unidas y el Banco Mundial (FMAM) hace posibles proyectos que tengan como objetivo fundamental mejorar el medio ambiente para hacerlo rentable mediante la provisión de fondos complementarios. El BEI puede conceder créditos "blandos" cuando esté en juego la mejora del medio ambiente.

Se mencionaron otras posibilidades, como: la provisión de capital de riesgo europeo a estos proyectos a través del Banco Europeo de Inversiones; el establecimiento en cada país de un Fondo Nacional de Conservación de la Energía que se financiaría con un impuesto sobre los tipos y se utilizaría para financiar las inversiones en conservación de la energía.

NUEVAS GARANTÍAS

Uno de los principales obstáculos para atraer capital privado continúa siendo la cobertura del riesgo de país. El Grupo del Banco Mundial (mediante la Garantía Parcial de Riesgo y la Garantía Parcial de Crédito del BIRF y la Garantía del OMGI) ha establecido recientemente nuevos instrumentos financieros para superar las reticencias de los inversores que ven en la falta de reglas del juego claras una amenaza para la financiación de proyectos.

En algunos casos, parece que podrían volver a utilizarse las garantías públicas directas e indirectas. En el caso de los proyectos IPP, éste sería el caso del componente fundamental, es decir, el acuerdo de adquisición de electricidad. En estos casos, el gobierno puede respaldar la viabilidad financiera de la empresa pública que adquiere la electricidad del inversor privado. Se mencionaron otros tipos de garantía, como por ejemplo: la legislación marroquí que garantiza que

se mantendrá el equilibrio económico que los participantes del proyecto acordaron en un principio.

Al final, una serie de empresas de la zona llamaron la atención sobre una idea: el establecimiento de un Fondo Mutuo de Garantía que se nutriría con las aportaciones de los accionistas de la zona, que procurarían compartir determinados riesgos.

De esta manera, la Conferencia planteó una serie de cuestiones cruciales que requieren ser debatidas en reuniones de carácter más técnico o más extenso, como la Conferencia Euro-Mediterránea de Barcelona que se desarrollará a finales de noviembre. Es preciso estudiar todos los medios disponibles para mejorar la financiación de los proyectos de energía, que siguen teniendo un papel decisivo como agentes del desarrollo económico. Aparte de los posibles progresos, es evidente que la aplicación rápida y total de las reformas institucionales constituye el problema principal de la financiación de proyectos. e

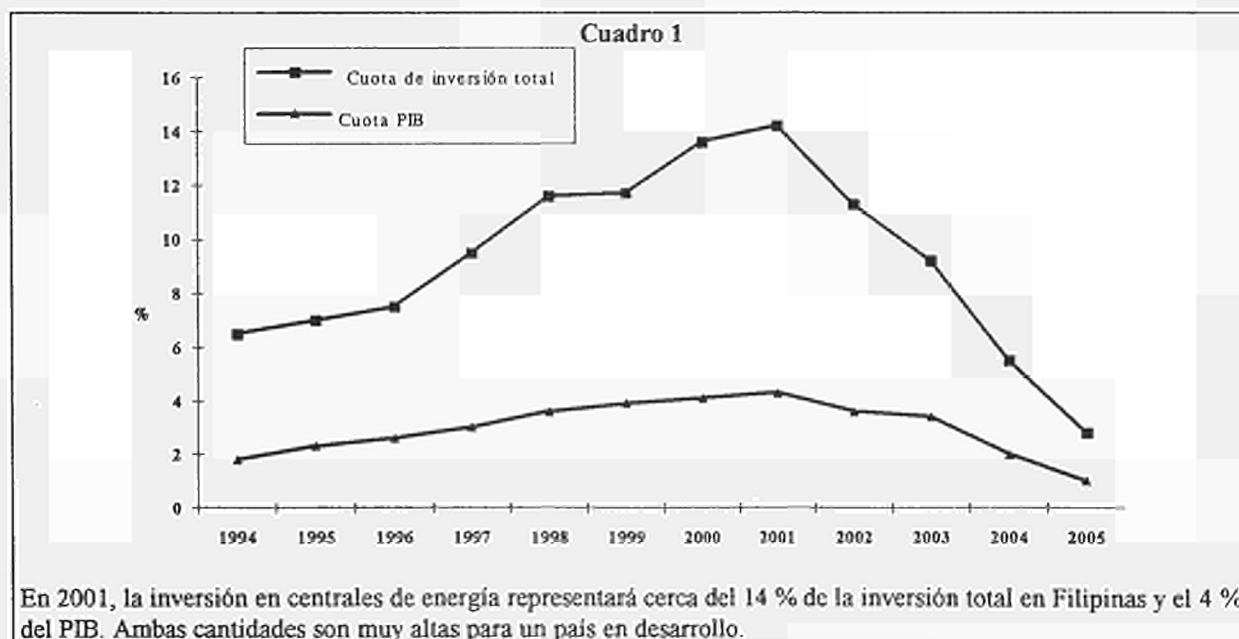
ELECTRICIDAD Y DESARROLLO SOSTENIBLE

P. Bertoldi, DG XVII
Unidad "Electricidad"

LA IMPORTANCIA DE LA ELECTRICIDAD

Todos somos conscientes del vital papel que la electricidad tiene en nuestra sociedad. Efectivamente, la electricidad está en el centro de nuestras actividades económicas y sociales. Con el invento de la bombilla eléctrica por Edison y la subsiguiente carrera de tecnologías basadas en la electricidad (desde el motor eléctrico, el teléfono y la radio a la televisión, el ordenador y la tecnología del láser), la manera en que viven y trabajan los seres humanos se ha visto transformada por completo. El alumbrado eléctrico se encuentra en prácticamente todos los hogares del mundo y la electricidad es también esencial para todas las modernas comunicaciones y los equipos de computación, así como para los aparatos hogareños de entretenimiento a base de electrónica.

La electricidad y sus aplicaciones se han convertido en uno de los motores del progreso en todo el mundo. De hecho se dice a veces que la electricidad está en la encrucijada del suministro de energía, puesto que puede convertir cualquier fuente de energía en una forma que puede utilizarse en cualquier tipo de aplicación. Por otra parte, la revolución de la electricidad no ha hecho más que empezar. En el futuro, nuestras vidas ciertamente se transformarán aún más mediante nuevas e innovadoras tecnologías basadas en la electricidad. La electricidad proporcionará nuevas maneras de mejorar la productividad y la calidad de los productos, y aumentará la capacidad de comunicación. La electricidad seguirá mejorando cada vez más la comodidad y la calidad de la vida.



La gran diversidad de usos de la electricidad significa que es la forma de energía con la tasa de crecimiento de la demanda más rápida, especialmente en los países en vías de desarrollo. Aunque la electricidad está presente en todos los países del mundo, no deberíamos olvidar que hoy en día hay dos mil millones de personas (casi el 40% de la población mundial) que todavía no tienen acceso a la electricidad. Por ello es de esperar un rápido incremento de dicha demanda en los países en desarrollo. En Asia, por ejemplo, la demanda de electricidad está creciendo a un ritmo del 8% anual. Ello habría que compararlo con Europa occidental, donde según informes recientes está previsto que la demanda de electricidad aumente un 40% entre los años 1990 y 2010 (o una media del 1,8% anual). No obstante, es interesante observar dos importantes tendencias en Europa occidental. La primera es que durante el último decenio el consumo total de energía ha tendido a permanecer estacionario o a crecer tan sólo débilmente, mientras que el consumo de electricidad ha continuado creciendo a un ritmo igual o superior al 3% anual. Ello es indicio del papel cada vez más importante de la electricidad en la provisión de suministro de energía a nuestra sociedad. La segunda es que el incremento anual del consumo de electricidad será menor que el experimentado durante los últimos veinte años, mientras que el crecimiento económico continuará al mismo ritmo. Ello demuestra de manera concreta la creciente y más variada utilización de la electricidad.

EL MEDIO AMBIENTE

Somos igualmente conscientes de la creciente importancia que para nuestra sociedad tiene la protección del medio natural. El medio ambiente es uno de esos escasos temas que tienden a imponerse en la consideración social, más a través de la preocupación de la sociedad en general que porque estén en el orden del día de las reuniones políticas. No es ningún capricho que pase de moda, pues cada uno de nosotros está vitalmente implicado en la conservación del planeta en una situación saludable, para nosotros mismos y para las generaciones futuras. La creciente preocupación por el medio ambiente tiene una importante incidencia en la electricidad. Todos los sectores de la industria eléctrica hacen frente al mismo reto: el de la producción, transmisión y distribución. Y ello no se circunscribe al debate en torno a la seguridad nuclear y los residuos nucleares o al tema de la reducción de los gases de efecto invernadero, sino más bien se refiere a cualquier tipo de generación de electricidad, a la ubicación de las centrales de energía, a las líneas de transmisión, etc. Algunos Estados miembros ya están experimentando dificultades en la construcción de nuevas plantas de energía y líneas de

transmisión, a menudo causadas por grupos de activistas defensores del medio ambiente.

La generación de energía representa aproximadamente el 35% del total del consumo de energía primaria de la Unión Europea y aproximadamente el 30% de las emisiones de CO₂ debidas a la acción humana, pero también es responsable de las emisiones de SO₂ y NO_x. La razón se debe en parte a que la electricidad es una energía derivada, de modo que para producir calor y a continuación generar electricidad se consumen otros combustibles, con una eficiencia que por razones termodinámicas se sitúa por término medio en un 35% aproximadamente. Además, determinadas fuentes de energía, como la energía hidroeléctrica o la nuclear, únicamente pueden explotarse a través de la electricidad.

Debido al efecto invernadero y a la necesidad de limitar las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x a la atmósfera, y dado también el coste, las dificultades y las repercusiones medioambientales de crear nuevas capacidades, resulta claro que hay que tomar medidas para contener el crecimiento de la demanda de electricidad. El propio sector de la electricidad ha contribuido a reducir las emisiones de SO₂ y NO_x, y gracias a la introducción de nuevas tecnologías en la fase de producción y a una combinación más equilibrada de combustibles (energía nuclear y gas natural) ya se han conseguido unos buenos resultados, aunque algunas de las tecnologías utilizadas pueden haber reducido de hecho la eficacia global y con ello contribuido a mayores emisiones de CO₂. La eficiencia de la generación eléctrica continúa siendo mejorada también (hasta el 60% a lo largo de todo el ciclo), y se introduce de manera especial a través de nuevas instalaciones que funcionan con gas; habría que mencionar también de manera especial la cogeneración, que contribuye a un uso más racional de las fuentes de energía primaria. Ciertamente las fuentes de energía renovables también tienen un papel muy importante que desempeñar, gracias a las casi nulas emisiones gaseosas a la atmósfera, y desde luego son inagotables. Pero por el momento únicamente la energía hidráulica puede aportar una contribución significativa, ya que actualmente proporciona el 18% de la electricidad mundial.

Las emisiones de CO₂ a la atmósfera, la causa más importante de cambio climático, son un problema global y por ello las medidas para limitarlas deben adoptarse a nivel mundial. Ello es de particular importancia para los países en desarrollo como India o China; afrontan un enorme crecimiento de la demanda de electricidad y, a menos que se adopten medidas

urgentes para mejorar la eficiencia del suministro y utilización de la energía, junto con unas tecnologías más respetuosas del medio ambiente, las consecuencias en términos de contaminación son potencialmente catastróficas.

USO EFICIENTE DE LA ELECTRICIDAD: EL CAMINO A SEGUIR

La electricidad no es un fin en sí mismo; de hecho es menos un "producto final" que un "producto intermedio". Lo que quieren los consumidores, los industriales o los trabajadores de un despacho es calefacción, o aire acondicionado, o fuerza motriz, o transporte, o alumbrado. Sin embargo, no sin cierta sorpresa quizás, la eficiencia (la cantidad de energía realmente consumida que se puede proporcionar a cada uno de esos servicios) puede variar enormemente. Por ello un uso eficiente de la electricidad es uno de los factores clave que pueden hacer que la electricidad contribuya a mejorar el medio ambiente.

La eficiencia energética tiene muchos aspectos positivos: al igual que la contaminación, disminuye el agotamiento de unos recursos finitos y reduce la dependencia de suministro externo de energía, por no hablar de sus ventajas puramente económicas. A pesar de todo ello, los mecanismos del mercado mencionados anteriormente originan un nivel económicamente óptimo de inversión en eficiencia energética. Las razones para ello son bien conocidas, pero es útil fijarse de nuevo en algunas de ellas. En el sector de la electricidad, la principal responsabilidad del suministrador es la de satisfacer la demanda futura. Si ésta va en aumento, se requiere nueva capacidad de generación cuyo coste se sumará de manera apenas perceptible al precio de la electricidad, aunque una nueva instalación sea sustancialmente más cara. Así el precio que paga el consumidor sólo tiene una tenue relación con el coste de los nuevos suministros de electricidad.

Además, incluso este coste suplementario normalmente deja fuera los factores externos asociados con la producción de electricidad, tales como la contaminación y el agotamiento de un recurso finito. De hecho, existe un considerable potencial de medidas para ahorrar un KWh, que son más baratas que construir nueva capacidad para generar un KWh extra. El motivo de adoptar decisiones no económicas se debe en parte a que el proceso de decisión es disperso; normalmente no hay una entidad única responsable de comparar y llevar a cabo acciones basadas en suministro de energía nueva o en medidas alternativas de ahorro de energía. Desde el punto de vista del

consumo, por ejemplo, a menudo el consumidor apenas es consciente de los costes y causas de su consumo de electricidad. ¿Cuántos consumidores domésticos, por ejemplo, pueden decir de manera precisa dónde consumen electricidad? De hecho, el electrodoméstico grande que consume más energía, el frigorífico, se fabrica ahora en modelos que son mucho más económicos por muy poco más dinero. Efectivamente, se calcula que si en los frigoríficos domésticos se incorporasen todas las mejoras en eficiencia económicas para el consumidor, esto es, con un plazo de amortización de tres años o menos, en toda la Unión se podrían ahorrar 40 terawatios/hora de electricidad anuales, o sea, aproximadamente el consumo total de electricidad de Irlanda y Portugal. Ninguna planta de generación tiene un plazo de amortización de tres años, pero a causa de la dispersión de responsabilidades entre generador, consumidor y fabricante de electrodomésticos, no se persigue de manera automática la fórmula óptima de inversión.

Varios estudios han demostrado que existe un gran potencial para mejorar la eficiencia del uso final de la electricidad y que las nuevas tecnologías eficientes basadas en la electricidad (por ejemplo, bombas de calor) podrían ser más eficientes que las tecnologías equivalentes basadas en combustibles fósiles. Además, las mejoras de la eficiencia de la electricidad son a menudo muy económicas en sí mismas. Por ejemplo, para los consumidores privados el coste adicional de unos electrodomésticos más eficientes está más que compensado por el ahorro de electricidad en unos pocos años; lo mismo ocurre con los consumidores industriales: por ejemplo, los nuevos métodos de calefacción por inducción en los procesos industriales son mucho más económicos que los métodos tradicionales de calefacción accionados a base de combustibles fósiles.

Para mejorar la eficiencia del uso de la electricidad de manera concreta, en junio de 1989 el Consejo adoptó un programa de acción comunitario conocido con el nombre de PACE (Programa de acción comunitario para la mejora de la eficiencia en el uso de la electricidad). Las medidas con arreglo al programa son conducidas por la Comisión a nivel comunitario, o por los Estados miembros si son específicas de un país concreto. Se podrían conseguir mejoras espectaculares de eficiencia en alumbrado, equipo ofimático, motores eléctricos u otros usos finales de la electricidad. En todos estos campos, la Comisión está investigando las mejores opciones para aumentar la eficiencia, en consulta con los Estados miembros, los fabricantes de equipo, los consumidores y, no menos importante, con las compañías suministradoras. La cuestión ahora es

¿cómo podrían difundirse estas mejoras tecnológicas en el mercado?

CÓMO CONSEGUIR LA TRANSFORMACIÓN DEL MERCADO

Es ampliamente aceptado que para mejorar la eficiencia media de los aparatos eléctricos disponibles hoy en el mercado se requieren una serie de actuaciones para aprovechar plenamente el potencial de eficiencia energética de la tecnología disponible. La transformación del mercado en términos de rendimiento energético es la meta de toda actuación de eficiencia energética. Todos los instrumentos existentes (estándares mínimos de eficiencia, etiquetado, incentivos, contratación, etc.) están destinados a interactuar entre sí e influir en el mercado, que, como ya se ha visto, en el caso de la eficiencia energética no funciona bien del todo por sí mismo, debido a unos bien conocidos obstáculos. Las medidas de etiquetado llaman la atención de los clientes sobre los costes de funcionamiento y otros aspectos medioambientales del equipo, ampliando así la cuota de mercado del equipo eficiente. Para eliminar del mercado el equipo "malo", un método bien conocido y probado es fijar el nivel mínimo de rendimiento aceptable a través de unos estándares mínimos de eficiencia. La contratación de tecnología (que también incluye incentivos destinados tanto a los clientes como a los fabricantes) actúa en el extremo más alto del mercado acelerando la penetración de productos nuevos y más eficientes en el mercado.

Los suministradores de electricidad desempeñan también un papel clave: tienen los conocimientos técnicos y por definición están ya en contacto con cada uno de los consumidores de electricidad, por lo que a

menudo podrían sacar provecho de un mejor control del crecimiento de la demanda. Algunas compañías de suministro de electricidad ya lo han reconocido y han puesto en funcionamiento programas de gestión de la demanda, por ejemplo para fomentar el uso de lámparas fluorescentes compactas en los hogares.

CONCLUSIÓN: ¿UN BRILLANTE FUTURO PARA LA ELECTRICIDAD?

Hay grandes oportunidades de crecimiento para la industria de la electricidad, al tiempo que contribuye a un sistema eléctrico sostenible. La electricidad brinda las mayores oportunidades para mejorar su eficiencia y por ello la creciente demanda que experimentará este sector en el próximo decenio debería ser satisfecha básicamente mediante un uso racional de la electricidad. El uso de la electricidad ciertamente contribuiría a un medio ambiente mejor y a unos más altos estándares de vida: por ejemplo, el uso de coches eléctricos en zonas urbanas y las redes digitales para información y control informáticos del tráfico (incluidos visores a bordo) podrían reducir la contaminación del centro de las ciudades causada por los coches convencionales. Las compañías suministradoras podrían fomentar cada vez más servicios de gestión de la demanda, adaptándose a la demanda de unos servicios de refrigeración, alumbrado, calefacción, etc. más fiables y económicos por parte de los consumidores.

Para liberar todo su potencial, debería extenderse más el uso de la electricidad, no sólo posibilitándose su uso a toda la población y en todas las formas necesarias, tales como comunicaciones, transporte, usos domésticos, etc., sino al mismo tiempo contribuyendo a un desarrollo sostenible y a un medio ambiente mejor.

LA FINANCIACIÓN POR UN TERCERO: UN INTERESANTE INCENTIVO PARA INVERTIR EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

Aviso a los operadores (inversores potenciales, empresas de servicios de energía y otras partes interesadas)

R. Alvim de Faria, DG XVII
Unidad de Estrategia, Difusión y Promoción

Al pensar en oportunidades de inversión, se suele olvidar el ahorro de energía. Se da prioridad a los equipos que incrementan la producción o reducen los costes laborales o de los materiales. A los costes energéticos, por considerarlos a menudo como costes fijos, se los deja de lado a la hora de estudiar formas de invertir para mejorar la competitividad. Ahora bien, reducir los costes energéticos puede ser una forma muy interesante de aminorar los costes y aumentar la rentabilidad y la competitividad. Además, hay poderosas razones ambientales para considerar que la eficiencia energética es una prioridad.

Por supuesto, las inversiones van en busca de los rendimientos más altos. A veces se piensa que las inversiones en eficiencia energética no pueden aportar por sí solas rendimientos adecuados (situación muy diferente cuando la eficiencia energética se puede conseguir reemplazando equipos debido a otras razones).

Pero la eficiencia energética no tiene por qué ser el pariente pobre a la hora de invertir. Hay formas de enfocar las inversiones en eficiencia energética con las que la financiación puede obtenerse de una tercera parte a quien se remunera con el ahorro obtenido.

Esta es la razón por la que la Comisión Europea ha preparado un sistema de asistencia al consumidor industrial o comercial de energía: el contrato de financiación por un tercero.

ÉL CONCEPTO DE FINANCIACIÓN POR UN TERCERO

La financiación por un tercero (o TPF, como se le suele llamar en los círculos energéticos) es, como se ha apuntado antes, un medio sencillo y muy eficaz de financiar inversiones en eficiencia energética. Con él, un inversor financia las inversiones con capacidad contrastada - quizá tras una auditoría energética detallada - de reducir los costes energéticos. El inversor es remunerado con los recursos obtenidos del ahorro energético y según un calendario establecido en función del ahorro de energía previsto. Por supuesto que los beneficios netos repercuten en la empresa que hace los cambios. Es así de sencillo.

¿O no lo es? ¿Cómo montar un plan de este tipo para poder estar seguro de que funcionará de la forma esperada?

Ahí es donde interviene la Comisión Europea. La Dirección General de la Energía, la DG XVII, sabe desde hace tiempo que la financiación por un tercero puede ser un buen incentivo para las inversiones en eficiencia energética - en concreto, el Programa SAVE considera prioritaria la TPF (véase el inserto en estas páginas) - y acaba de plantear una novedad con la que la propia Comisión puede fomentar la utilización de la TPF, el contrato de financiación por un tercero.

QUÉ IMPLICA EL CONTRATO DE FINANCIACIÓN POR UN TERCERO

La idea es sencilla, pero es conveniente aportar las garantías que pueden necesitar algunas empresas antes de celebrar un contrato de TPF. En efecto, la Comisión supervisa la inversión y proporciona un marco contractual al acuerdo.

En el sistema intervienen tres partes:

- La Comisión Europea - jefe de proyecto de la operación.
- El inversor potencial - empresa privada o entidad pública que desea reducir sus costes energéticos por medio de una inversión en eficiencia energética determinada.
- La parte financiera - una empresa de servicios energéticos.

La parte financiera, que es una empresa de servicios especializada en gestión energética, se hará cargo de la realización del estudio preliminar, la financiación y ejecución del trabajo y, posiblemente, del mantenimiento de los equipos. Todo el acuerdo se estipula en un contrato que supervisa la Comisión y la empresa interesada recoge los beneficios de la inversión. La contribución de la parte financiera se remunera con el beneficio que se obtiene del ahorro de energía.

¿CUÁLES SON LAS VENTAJAS?

En acuerdos de este tipo, a la parte financiera se la puede retribuir con el 100% del ahorro energético conseguido o con una participación en los beneficios de la empresa contratante, según se estipule en el contrato. La duración de este contrato y el calendario de reembolso de la inversión constan inequívocamente por escrito, además de lo cual, la empresa que invierte por primera vez se beneficia de una serie de garantías adicionales incorporadas por la Comisión.

También se establece un tope máximo. Si se supera, la responsabilidad recae en la parte financiera. Quedan garantizadas la fecha de terminación y la calidad de la realización. Tanto la contabilidad como las facturas pueden consultarse en cualquier momento. Además, estas inversiones no figuran en las partidas de acreedores comerciales, de forma que la empresa destinataria conserva su capital y sus límites de crédito, lo que significa que no se ve afectada su independencia financiera.

La parte financiera que se incorpora a un contrato TPF supervisado por la Comisión debe contar con la

autorización previa de la Comisión (véase más adelante).

LA PARTE PRÁCTICA

La parte financiera evalúa en primer lugar el nivel del ahorro potencial de energía posible utilizando para ello una serie de técnicas. En función de los resultados que obtenga, financiará el proyecto siguiendo las estipulaciones del contrato. En el contrato constará también el calendario del reembolso a la parte financiera.

Efectivamente, en Irlanda existen poderosos incentivos para las empresas, tanto para realizar auditorías energéticas como para las subsiguientes inversiones en mejora de la eficiencia energética. El plan de subvenciones para auditorías energéticas (Energy Audit Grant Scheme - EAGS) del Irish Energy Centre financia auditorías energéticas de empresas, que deben haber sido aprobadas previamente y que son realizados por auditores energéticos autorizados. El plan de apoyo a la inversión en eficiencia energética (Energy Efficiency Investment Support Scheme - EEISS) subvenciona las inversiones en eficiencia energética aprobadas que se realizan tras una auditoría energética.

Junto con las posibilidades que ofrece la financiación por un tercero - y, en particular, el sistema de contratos de TPF de la Comisión Europea-, las empresas que deseen reducir sus costes energéticos disponen de una interesante gama de oportunidades. Invertir en eficiencia energética está al alcance de la mayoría de las empresas. Constituye realmente un oportunidad que no se debe dejar pasar.

Las ventajas son:

- Menores costes energéticos
- Mayor competitividad
- Mejoras del medio ambiente demostrables
- Reducción de las importaciones nacionales de fuentes de energía primaria.

QUIÉNES PUEDEN PARTICIPAR

Para poder actuar como parte financiera en el sistema de contratos de TPF de la Comisión hace falta una autorización previa. Las empresas candidatas deberán ser independientes, creíbles, y financieramente viables y estar cualificadas técnicamente. Para más información sobre la forma de convertirse en parte financiera y sobre el propio sistema rellene el cupón adjunto y envíenoslo. Hágalo ya, los resultados podrían merecer la pena. □

Cupón de réplica

Para rellenar y enviar por correo a:

Comisión Europea., Dirección General de Energía (DG XVII), 200 rue de la Loi,
1049 - Bruselas, Bélgica,

o por fax al 32-2-295-61-05

(a la atención del Sr. R. Alvim de Faria)

(E-mail: "rui manuel.alvim de faria"@bxl.dg17.cec.be)

Me interesaría:

- Convertirme en parte financiera autorizada
- Participar en el sistema de contratos de TPF de la Comisión
- Recibir más información sobre el sistema TPF.

Nombre

Entidad

Dirección

.....

.....

Tlfno.

Fax

Correo electrónico

EL PROGRAMA THERMIE Y EL LIBRO BLANCO DE LA COMISIÓN SOBRE EL CRECIMIENTO, LA COMPETITIVIDAD Y EL EMPLEO

C. Jenkins y A. Bor, DG XVII
Dirección de Tecnología Energética

El análisis que se lleva a cabo en este estudio indica que el primer programa Thermie fue coherente y complementario con los objetivos formulados en el Libro Blanco de la Comisión sobre el crecimiento, la competitividad y el empleo.

En este análisis se expone la forma en que durante sus cinco años de duración Thermie ha fomentado unas actividades particularmente adecuadas para la realización del modelo de desarrollo económico sostenible propuesto en el Libro Blanco, en particular en lo referente a la inversión en tecnologías energéticas más limpias, a los progresos en la producción y uso de la energía por la industria y al mejor acceso a las nuevas tecnologías europeas. Dado que es muy probable que esta última cuestión vaya cobrando más peso e importancia, los resultados de este estudio serán valiosísimos en la realización del nuevo programa específico de investigación y desarrollo tecnológico en energías no nucleares, más conocido como programa JOULE-Thermie (1995-1998), y a la vez contribuirán a dotar al nuevo programa de unos puntos de referencia para mantener la coherencia con un desarrollo sostenible y una competitividad a nivel UE.

ANTECEDENTES

El Libro Blanco de la Comisión sobre el crecimiento, la competitividad y el empleo, publicado en 1993¹, es una herramienta importante para la tarea de asegurar un desarrollo sostenible en la Unión Europea. El desarrollo sostenible mencionado en el Libro Blanco, y particularmente el "nuevo modelo de desarrollo" que en él se describe, es importante para conseguir la competitividad y el empleo, y viceversa. El Libro Blanco ocupa mercedamente un papel central en la realización y desarrollo de las actividades de la Comunidad, entre las que las del área energética no son las menos importantes.

La utilización de la energía es uno de los elementos clave del nuevo modelo de desarrollo, con especial atención a las tecnologías energéticas. Por consiguiente, como uno de los principales instrumentos de difusión de una gama muy diversa de tecnologías energéticas innovadoras y respetuosas del medio ambiente, cabe esperar del programa Thermie de la Comisión Europea que contribuya de forma importante al nuevo modelo de desarrollo.

El primer programa Thermie (1990-1994) estuvo enfocado a fomentar un mayor uso de tecnologías energéticas limpias y eficientes en Europa por medio de la concesión de ayudas financieras a proyectos de demostración y difusión y de medidas conexas (p. ej.: seguimiento y evaluación de proyectos, análisis de mercado, difusión de información sobre tecnologías energéticas, etc.).

¹ Luxemburgo, OPOCE - Suplemento del Boletín de las Comunidades Europeas, 06/93.

En 1994 se decidió llevar a cabo un estudio de la complementariedad y coherencia de Thermie con los objetivos enunciados en el Libro Blanco, con objeto de evaluar hasta qué punto Thermie los apoya y contribuye a ellos. Estos objetivos son: desarrollo económico sostenible, competitividad de la industria europea, en particular de las PYME, y creación de empleo.

En el presente artículo se presentan los resultados del estudio y se resume el análisis comparativo del primer Reglamento Thermie con las directrices contenidas en el Libro Blanco de la Comisión sobre el crecimiento, la competitividad y el empleo.

METODOLOGÍA

Para poder evaluar el grado en que Thermie complementa los objetivos políticos de la Comunidad que se señalan en el Libro Blanco, el estudio se ha dividido en tres partes:

En la primera de ellas se hace un examen cualitativo de los nexos entre el programa THERMIE y el Libro Blanco. Este análisis presenta una panorámica del marco jurídico de Thermie en relación con las peticiones y desafíos que se presentan en el Libro Blanco, incluidos como citas textuales. Como los temas considerados en el Libro Blanco tienen un ámbito mayor que Thermie, el estudio se ha concentrado en las cuestiones clave de demostración y difusión de tecnologías energéticas.

La segunda parte del estudio es una evaluación cuantitativa de los proyectos Thermie de demostración y difusión aplicando una serie de criterios relacionados con el Libro Blanco. Aunque el programa Thermie comenzó en 1990, debido a la duración media de ejecución de un proyecto Thermie, en el momento de hacerse el análisis el número de proyectos concluidos era relativamente pequeño en comparación con el número de proyectos en ejecución. Por esta razón, el análisis se ha realizado sobre una muestra limitada a 50 proyectos terminados. No obstante, esta muestra refleja la mayoría de los temas y características del programa Thermie, e incluye una combinación de proyectos innovadores y de difusión iniciados en el período 1990-1993 que cubren cada uno de los sectores relevantes de Thermie, i.e. uso racional de la energía, fuentes de energía renovable, combustibles sólidos e hidrocarburos.

El análisis microeconómico de los proyectos con criterios específicos relacionados con el crecimiento, la competitividad y el empleo se ha llevado cabo sobre la base de la información recopilada en los expedientes de proyectos y de un cuestionario rellenado por los

contratistas participantes en los proyectos seleccionados.

La tercera parte del estudio se ha consagrado al análisis cualitativo de la contribución potencial de las medidas asociadas de Thermie a los objetivos del Libro Blanco. Las medidas asociadas eran una característica del programa Thermie destinada a mejorar la reproducción y penetración comercial de tecnologías energéticas innovadoras. A este efecto se dan una serie de ejemplos muy ilustrativos de las actividades representativas de las medidas asociadas de Thermie.

PRINCIPALES CONCLUSIONES

El análisis comparativo llevado a cabo en la primera parte del estudio pone de manifiesto el alto grado de coherencia entre la demostración y la difusión de tecnologías energéticas que perseguía Thermie y los principios enunciados en el Libro Blanco de la Comisión. La contribución de Thermie es particularmente significativa en las cuestiones siguientes:

- ✦ El desarrollo sostenible, uno de cuyos elementos principales es la creación de una nueva "base tecnológica limpia" que mejore el estado del medio ambiente y la calidad de vida.
- ✦ La importancia de incrementar la inversión en I+D para acelerar la incorporación de nuevas tecnologías eficientes y limpias a los procesos de producción.
- ✦ Los procesos y productos, con objeto de conseguir una tasa de crecimiento más alta de una forma sostenible.
- ✦ La proximidad al mercado de las tecnologías para que sea posible su explotación industrial y comercial.
- ✦ Las cuestiones ambientales condicionantes de la competitividad y el empleo, ya que atendiendo la demanda de productos y servicios medioambientales se ayuda a lograr la competitividad global.
- ✦ La creación y mantenimiento de puestos de trabajo
- ✦ La mejora de las soluciones para la financiación de las iniciativas tecnológicas, especialmente de las provenientes de PYME.
- ✦ La difusión de los resultados y la información sobre tecnologías innovadoras que aporten nuevas oportunidades para la industria europea.

El análisis cuantitativo de una muestra de 50 proyectos Thermie terminados que se realiza en la segunda parte del estudio da lugar a las conclusiones siguientes:

- ♥ Se consiguieron ventajas competitivas, analizadas en términos de reducción de costes (ahorro energético y otros costes), incremento de la renta anual del contratista y aumento de potencial

comercial, en el 80% de los casos. Hubo 39 contratistas que informaron de que habían conseguido ahorros significativos que suponen una ventaja competitiva cifrada en 300.000-500.000 ecus anuales por proyecto analizado. Además de ello, 18 entidades registraron un aumento de su mercado potencial, y 10 de entre ellas pudieron cifrar el aumento en aproximadamente 805 MECU.

- ♥ En cuanto al aspecto del crecimiento, la inversión en proyectos inducidos por el apoyo Thermie se estima en 7 ecus por cada ecu de apoyo comunitario. En esta cifra se tienen en cuenta las reproducciones (efectuadas exclusivamente con financiación privada) notificadas por 13 de las 28 entidades que contestaron al cuestionario.
- ♥ En términos de creación y mantenimiento de empleo se ha estimado que todos los contratistas que pudieron proporcionar información sobre esta cuestión (28 de 50) calificaron el impacto de la tecnología aplicada como neutro o positivo. Sobre la base de los proyectos Thermie iniciales, el total de los puestos de trabajo conservados y creados por 17 de los contratistas ha sido de 139. Los 11

contratistas restantes estimaron que su nivel de empleo no había variado. Esto no implica que las economías en los costes que se acaban de mencionar no repercutieran en nuevos puestos de trabajo. Otro punto de interés es que el 80% de los puestos de trabajo mantenidos o creados de forma directa corresponde a PYME. En cuanto a los efectos indirectos sobre el empleo generados por el recurso a servicios externos, se ha calculado que 22 proyectos Thermie generaron en total 54 hombres-año, mientras que los 28 contratistas restantes o no usaron servicios externos o no pudieron proporcionar la información específica. Respecto a las medidas asociadas puestas en práctica en el marco del programa Thermie, el estudio aporta pruebas cualitativas sobre la influencia positiva de este tipo de acción en los temas suscitados por el Libro Blanco. Esto es especialmente cierto en los casos en que las medidas destinadas a una más amplia difusión de los conocimientos sobre las tecnologías energéticas han dado lugar a nuevas inversiones en prácticas energéticas sostenibles. ◻

DISCOURS PRONONCÉ LORS DE LA 4ÈME CONFÉRENCE
INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE

Puerto La Cruz, Venezuela, 25-27 septembre 1995

Christos Papoutsis
Membre de la Commission

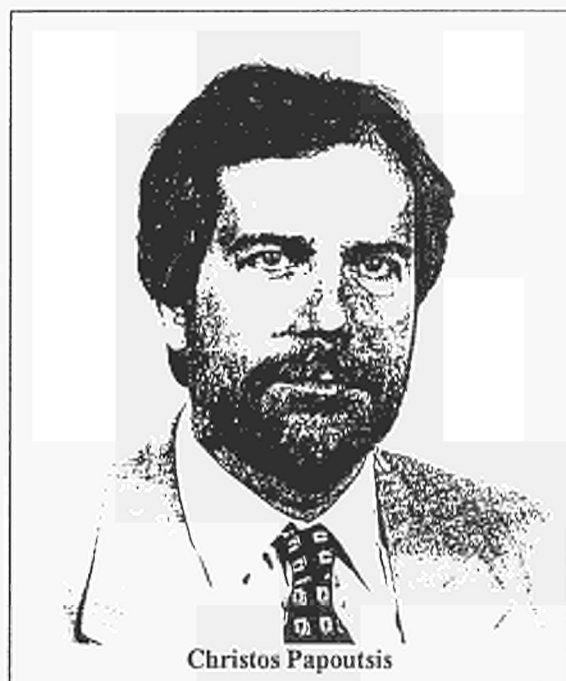
*Monsieur le Président de la République,
Monsieur le Président,
Mesdames et Messieurs les ministres,
Mesdames et Messieurs,*

La Commission européenne est heureuse de partager avec la Russie et le Venezuela le patronage de la 4ème Conférence internationale de l'énergie.

Je voudrais, au nom de la Commission, remercier le gouvernement vénézuélien d'accueillir cette manifestation majeure. Le patronage de la Commission est réservé "aux événements exceptionnels revêtant une importance considérable et présentant une dimension réellement européenne".

Je pense que ce patronage témoigne de l'intérêt que la Commission porte à cette manifestation et, d'une manière générale, au dialogue entre producteurs et consommateurs. Comme vous le savez, la Commission est un ardent défenseur du "dialogue producteur-consommateur", et ce depuis le début des années 80, date à laquelle l'idée n'en était pas encore très répandue.

Fort heureusement, cette initiative a fait son chemin depuis lors et compte de plus en plus de défenseurs. Nous sommes heureux de compter parmi nous aujourd'hui de nombreux intervenants éminents originaires de tous les continents.



Christos Papoutsis

La Commission a participé aux trois conférences précédentes, qui se sont tenues respectivement à Paris en 1991, à Bergen Solstrand en 1992 et à Carthagène en 1994. Je suis tout particulièrement heureux que ce soit au Venezuela, le premier pays de l'OPEP à accueillir cette manifestation, que la Commission partage le patronage de la conférence.

Notre hôte, Son Excellence le ministre de l'énergie et des mines du Venezuela, M. Erwin José Arrieta, préside depuis peu l'Organisation des Pays Exportateurs de

Pétrole, et je tiens à cette occasion à lui présenter mes sincères félicitations pour cette nomination.

L'Union européenne est actuellement confrontée à de nombreux défis.

Les préparatifs en vue de la conférence intergouvernementale de 1996 sont déjà en cours.

Cette conférence sera notamment consacrée aux grandes questions "internes" telles que l'Union monétaire, l'élargissement aux pays de l'Europe centrale et orientale et à Chypre et Malte, ainsi qu'à la révision du Traité.

Les membres de l'Union doivent cependant garder à l'esprit que l'économie mondiale est en mutation constante et que la tendance à la mondialisation s'accroît.

Les développements qui se produisent dans les secteurs des communications, des transports et de la technologie exigent des solutions non plus régionales, mais mondiales, d'où la disparition progressive des marchés régionaux en faveur de marchés à l'échelle mondiale.

Parallèlement, nous devons aussi tenir compte de la tendance à la déréglementation, de la nécessité de renforcer la compétitivité et des pressions qui s'exercent sur les budgets publics. A l'heure actuelle, le cadre dans lequel doivent s'inscrire les politiques énergétiques est en évolution constante. La protection et la gestion de l'environnement sont désormais des problèmes cruciaux, à la fois pour le grand public et pour les décideurs politiques et industriels.

Etant donné que la pollution ne respecte pas les frontières nationales, l'environnement est lui aussi marqué par cette tendance à la mondialisation.

C'est dans ce nouveau contexte international que nos propres travaux sur les questions énergétiques se placent.

L'Union européenne dans son ensemble est davantage une région consommatrice que productrice.

Comme vous le savez, elle est le plus grand importateur net d'énergie au monde. Le principal produit importé est le pétrole, avec

une moyenne de neuf millions de barils par jour.

La coopération avec les pays tiers revêt dès lors une importance primordiale pour l'Union européenne.

Je puis vous assurer que la Commission va poursuivre ses efforts en vue d'établir des liens plus étroits et de renforcer la coopération avec ses proches voisins : au sud dans la région méditerranéenne, à l'est et au nord avec les pays d'Europe centrale et orientale et la Communauté des Etats indépendants.

Nous continuerons également à intensifier nos relations avec le reste du monde, notamment avec d'éventuels nouveaux partenaires en Amérique latine.

Dans ce contexte, nous nous félicitons tout particulièrement du succès remporté par le traité de la Charte européenne de l'énergie. Ce traité, qui compte d'ores et déjà 50 signataires, est le premier traité important de ce type regroupant à la fois des pays producteurs et des pays consommateurs.

Je voudrais maintenant formuler quelques considérations générales concernant les questions qui seront abordées lors de la conférence et la manière dont la Commission les envisage eu égard à la politique énergétique.

En ce qui concerne les perspectives énergétiques mondiales, auxquelles sera consacrée la première séance, une chose est claire : ces perspectives, quoique incertaines, sont prometteuses.

La Commission a publié au début de cette année un Livre vert intitulé "Pour une politique énergétique de l'Union européenne". Le débat concernant cette politique a été engagé et la première phase vient d'être achevée.

Nous procédons actuellement à l'élaboration d'un Livre blanc dans lequel nous proposerons aux Etats membres des objectifs généraux et

un programme-cadre d'actions visant à développer et à mettre en oeuvre diverses initiatives.

Le Livre vert a donné lieu à un vaste débat, à la fois au sein de la Commission et du Conseil et dans les milieux intéressés - industriels, économistes, groupes de pression écologistes et autres.

Il est clair que, par le passé, notre capacité de prévoir les développements futurs a laissé quelque peu à désirer, qu'il s'agisse de la demande ou de l'offre d'énergie.

Pour notre Livre blanc, nous avons mis au point, avec le concours de nombreux participants qualifiés, une série de scénarios économiques à l'horizon 2020.

Ces scénarios sont destinés à nous permettre d'identifier ces incertitudes et d'élaborer une stratégie pouvant être adaptée en fonction des développements possibles et probables.

Les différents scénarios élaborés présentent des paramètres communs, tels que l'importance croissante des problèmes environnementaux, une croissance de la demande globale d'énergie avoisinant les 2% par an, et les perspectives prometteuses qui se dessinent pour le secteur de l'énergie dans son ensemble.

Pour d'autres variables, cependant, les scénarios proposent toute une gamme de possibilités :

- * tout d'abord, la part relative des différents combustibles - charbon, pétrole, gaz, nucléaire, énergies renouvelables et autres;*
- * ensuite, les taux de croissance économique et l'évolution de la demande;*
- * enfin, notamment, les contrastes entre les économies de l'Union européenne, qui présentent un degré élevé de maturité, et celles des pays en voie d'industrialisation, tels que la Chine et l'Inde. A cet égard, je me félicite tout particulièrement de la participation de représentants de ces pays à cette conférence. Une question en particulier a suscité des débats passionnés au sein de l'Union européenne : il s'agit de la libéralisation des*

marchés de l'électricité et du gaz, de la sécurité de l'approvisionnement et de la stratégie à adopter dans ces domaines.

Etant donné les perspectives de plus en plus nombreuses qui s'offrent à nous et le nombre croissant de pays favorables à la libéralisation des marchés de l'énergie, il apparaît que la concurrence et les forces du marché peuvent contribuer de manière décisive à la sécurité de l'approvisionnement.

Les répercussions de cette tendance générale à une plus grande transparence sur les perspectives d'évolution des marchés pétrolier et gazier seront examinées durant la première partie de nos réunions.

La problématique de la technologie et l'environnement est un domaine qui nous intéresse beaucoup. Depuis de nombreuses années, la Commission apporte son soutien à diverses initiatives, notamment au moyen de ses programmes technologiques.

La Commission s'emploie également à promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie en encourageant l'amélioration de l'efficacité énergétique et les économies d'énergie, à la fois au niveau technologique et au niveau de la diffusion des résultats des recherches.

Certains problèmes écologiques, comme les émissions de dioxyde de soufre, d'hydrocarbures et d'oxydes d'azote, sont de caractère essentiellement local. D'autres, tels que les émissions de dioxyde de carbone, se posent à l'échelle planétaire et ne pourront être résolus qu'au moyen d'une approche intégrée au niveau mondial.

Dans ce contexte, le problème des schémas futurs d'utilisation de l'énergie présente une importance majeure.

Dans le cadre des prévisions économiques, le progrès technologique reste sans doute l'un des paramètres les plus difficiles à prévoir. Il sera intéressant de voir comment les

participants à la conférence vont aborder ce problème.

En ce qui concerne plus spécifiquement l'environnement, il me semble également important d'évoquer l'évolution de l'opinion publique dans les pays consommateurs et ses conséquences pour la politique énergétique. Récemment, l'exemple du projet d'immersion de la plate-forme de stockage pétrolière "Brent Spar" dans la mer du Nord a donné un aperçu des pressions que pouvaient exercer les consommateurs et de la puissance de l'opinion publique. Cette puissance doit être prise en compte lors de l'élaboration et de la mise en oeuvre de toute politique.

Les derniers développements survenus dans l'Union européenne, tels que le programme "Auto-Oil", témoignent de la contribution précieuse que peut apporter la coopération entre les différents secteurs industriels et les pouvoirs publics à la réalisation des objectifs environnementaux.

Ce programme porte sur les spécifications futures concernant les moteurs et les carburants, l'accent étant mis sur l'analyse coût/efficacité. La Commission, les producteurs de moteurs et l'industrie pétrolière collaborent activement dans le cadre de ce programme en vue de trouver la solution optimale qui permettra de réaliser de nouvelles améliorations du point de vue de l'environnement.

La réaction du secteur de l'énergie face à l'opinion du grand public en matière d'environnement aura des répercussions considérables. En effet, la capacité d'obtenir l'acception du public, son "feu vert", est devenue l'un des facteurs-clés de l'élaboration de la politique.

Nous traversons une période de mutation dans un monde en plein développement.

Les producteurs et les consommateurs ont des intérêts fondamentaux communs, mais également des divergences d'opinion et de stratégie dans certains domaines.

Cela ne nous empêche toutefois pas de dialoguer et de coopérer, comme en témoignent les débats tenus lors de la Conférence de Berlin sur le changement climatique et notre coopération antérieure avec le Conseil de coopération du Golfe pour le rapport sur l'énergie et l'environnement (mars 1994).

Nous pouvons essayer d'aller de l'avant ensemble. Nous pouvons chercher les solutions à long terme nécessaires et venir à bout de nos différences et de nos difficultés.

Il n'existe certes pas de solution facile, mais il faut dire que le développement durable est lui-même un domaine des plus complexes.

L'intégration des industries pétrolière et gazière et les besoins d'investissements futurs dans ces secteurs sont au coeur de tous les débats sur l'énergie. Toute une série de questions intéressantes et importantes se posent dans ce domaine.

L'Union européenne se félicite des développements qu'elle a pu constater dans les industries pétrolière et gazière et qui sont le résultat de l'ouverture du marché.

L'intégration par le renforcement des liens entre les consommateurs et les producteurs devrait déboucher sur la stabilité à long terme.

Le Venezuela, Le Koweït et l'Arabie Saoudite ont tous procédé à d'importants investissements en aval en Europe. Toute possibilité d'investissement en amont serait particulièrement appréciée.

Ainsi, au Venezuela, des développements ont été annoncés dernièrement dans l'appel d'offres international proposé, en vertu de la récente loi du 4 juillet.

Quel que soit le scénario économique retenu, d'importants investissements resteront nécessaires.

Lors d'un séminaire organisé récemment à Bruxelles, les participants ont estimé que, à l'échelle mondiale, les besoins d'investissement se chiffraient à 300 milliards de dollars par an, et cela pendant les vingt prochaines années !

L'un des objectifs de la politique énergétique est de créer un climat propice aux investissements.

Pour les pays consommateurs, il s'agit là d'un paramètre essentiel du problème de la sécurité de l'approvisionnement.

Nous devons aussi garder à l'esprit les préoccupations des producteurs quant à la sécurité de la demande. L'interdépendance entre producteurs et consommateurs est évidente. Si les consommateurs doivent pouvoir accéder à l'énergie, les producteurs doivent, eux, accéder aux marchés de l'énergie pour pouvoir développer leurs propres économies.

Il convient donc de souligner l'importance du dialogue entre consommateurs et producteurs.

Le traité de la Charte de l'énergie est un développement important à cet égard. Il vise en effet à mettre en place le cadre réglementaire et la sécurité nécessaires pour promouvoir les investissements dans les pays signataires. Comme je l'ai indiqué, il compte déjà 50 signataires, et nous espérons que d'autres pays vont se joindre à nous dans les prochains mois.

J'espère que ces considérations préliminaires n'ont pas été trop longues.

La Commission accorde une importance capitale au renforcement et à l'amélioration

des relations entre les pays producteurs et les pays consommateurs.

A cette fin, elle a l'intention de poursuivre sa politique de coopération et de soutien aux technologies nouvelles au moyen de programmes d'assistance technique.

Notre objectif commun est de promouvoir le transfert des technologies en vue de parvenir à une croissance économique durable.

Ces problèmes majeurs figurent à l'ordre du jour de la conférence et je serai heureux d'assister et de participer aux débats qui vont suivre.

A mes yeux, les principaux messages de la conférence devraient être les suivants :

- * il importe de poursuivre le dialogue entre toutes les parties concernées;*
- * la réussite passera par une approche à l'échelle mondiale;*
- * nous sommes disposés à collaborer pour aller de l'avant;*
- * nous avons besoin de stabilité et, pour garantir cette stabilité, nous devons créer un climat propice aux investissements. Nous devons nous doter d'une stratégie visant à soutenir la croissance socio-économique de nos partenaires et transmettre à l'industrie un message suffisamment clair pour encourager les investissements nécessaires et appropriés;*
- * le traité de la Charte européenne de l'énergie est un point de départ encourageant. Nous devons continuer sur cette base.*

Je tiens à vous assurer que la Commission européenne va continuer à oeuvrer dans ce sens, en coopération avec les Etats membres de l'Union européenne. ◻

INTRODUCTION DE TECHNIQUES DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE RATIONNELLE DANS L'UNION EUROPÉENNE - LE RÔLE DE LA GESTION INTÉGRÉE DES RESSOURCES

Derek Fee, DG XVII

Unité "Utilisation rationnelle de l'énergie et sources renouvelables d'énergie"

Le 20 septembre 1995, la Commission européenne a adopté un projet de directive visant à imposer aux sociétés de distribution de gaz et d'électricité d'adopter de nouvelles techniques de planification (telles que la planification intégrée des ressources) permettant d'évaluer sur une même base économique les possibilités d'investissements portant sur l'augmentation de l'offre et la réduction de la demande.

La proposition de la Commission est parfaitement compatible avec ses propositions relatives au marché intérieur et, si elle est mise en oeuvre, améliorera la rentabilité économique du secteur de la distribution de gaz et d'électricité. Dans sa proposition, la Commission envisage la mise en place d'un marché des services énergétiques dans lequel les besoins en énergie des consommateurs seraient satisfaits malgré une consommation réduite de matières premières. Dans tous les cas, la Commission préconise de n'opérer que des investissements économiquement justifiés et laisse toute liberté aux Etats membres en ce qui concerne les taxes sur l'énergie et les aides en faveur de l'efficacité énergétique.

INTRODUCTION

En septembre 1986, le Conseil des ministres a fixé une série d'objectifs énergétiques à atteindre d'ici à 1995¹. Au nombre de ces objectifs figurait, dans le domaine de l'efficacité énergétique, une amélioration d'au moins 20% de l'intensité énergétique de la demande finale (rapport entre la demande finale d'énergie et le produit intérieur brut). Ce chiffre correspond aux résultats obtenus par l'Europe des Dix en matière d'efficacité énergétique au cours de la période 1973-1986.

La décision, prise par le Conseil en 1990, de fixer pour l'an 2000 un objectif de stabilisation des émissions de CO₂ a donné une nouvelle impulsion à cette campagne communautaire pour une utilisation plus rationnelle de l'énergie. Afin de contribuer à la réalisation des objectifs du Conseil en matière d'énergie et de CO₂, la Communauté a lancé en 1991 le programme SAVE², pour que l'efficacité énergétique redevienne une priorité des secteurs tant public que privé. Le thème central du programme SAVE est l'élimination des principaux obstacles institutionnels et commerciaux qui font obstacle aux décisions et aux investissements nécessaires en matière d'efficacité énergétique, lesquels pourraient être extrêmement bénéfiques sur le plan de l'utilisation de l'énergie et de l'environnement. Dans sa communication relative au programme SAVE³, la Commission a réaffirmé son opinion selon laquelle les sociétés d'approvisionnement en énergie peuvent, en adoptant des systèmes de planification qui mettent les investissements en faveur de l'efficacité énergétique sur le même plan que ceux concernant

1 J.O. n°C 241 du 25.9.1986.

2 J.O. n°C 23 du 30.1.1992.

3 COM(90) 365 final du 13.11.1990.

l'approvisionnement en énergie, contribuer de manière décisive à la réalisation des objectifs énergétiques et environnementaux ambitieux de la Communauté. Le document⁴ relatif à une stratégie communautaire pour limiter les émissions de CO₂ a souligné cet effort en invitant la Commission à soumettre au Conseil une communication à ce sujet.

Ce rôle élargi des sociétés d'approvisionnement est proposé à un moment où ce secteur fait l'objet d'un examen important de sa propre position stratégique. Les possibilités qu'offre l'activité du marché intérieur de la Communauté, qui donnera un nouvel élan à l'industrie communautaire en supprimant les entraves aux échanges intracommunautaires et en renforçant la concurrence dans des secteurs traditionnellement monopolistiques, aideront ces sociétés à mettre au point des stratégies visant à satisfaire les clients tout en améliorant l'efficacité opérationnelle de leurs activités et l'intégration des composantes "offre" et "demande".

Le recours à de nouvelles techniques de planification apportera aux entreprises de service public, aux consommateurs et à l'ensemble de la société des avantages considérables sur les plans économique, environnemental et énergétique.

PROBLÈMES ACTUELS

Les sociétés d'approvisionnement en énergie sont confrontées à de nouveaux défis, dont le premier est lié à la question des limites de la croissance. Selon une étude de la Commission, les capacités de production d'électricité de la CE devraient augmenter de 27% au cours de la période 1995-2005⁵. Si les prévisions de la Commission sont exactes, l'augmentation des émissions de CO₂ qui accompagnera cet accroissement des capacités sera de l'ordre de 155 millions de tonnes. Dans le secteur du gaz, la consommation augmentera de quelque 35% au cours de la même période, ce qui entraînera une augmentation du CO₂ de 220 millions de tonnes^{6 7}.

Toutefois, plusieurs contraintes pèsent sur cet aperçu de l'offre d'énergie future. Tout d'abord, des capitaux importants sont nécessaires pour la réalisation des

nouveaux projets d'approvisionnement en énergie. Sur le plan des besoins nets du secteur en capitaux, les nouveaux investissements en matière d'approvisionnement énergétique entrent en concurrence directe avec ceux relatifs à la réduction de la demande. Il importe donc que les projets énergétiques (concernant tant l'offre que la demande) qui visent à satisfaire la demande soient classés par ordre d'importance économique afin que les capitaux nets disponibles pour ce secteur soient utilisés au mieux. Ensuite, on constate une prise de conscience accrue des répercussions sur l'environnement qu'aurait la construction de nouvelles installations d'approvisionnement. Cette prise de conscience a entraîné une insuffisance de sites appropriés ainsi que de très longs retards de planification pour les nouvelles capacités prévues. Ces événements s'inscrivent dans le cadre d'un scénario de coûts de construction plus élevés. Cette évolution alourdit considérablement le coût initial des nouvelles capacités et augmente, en définitive, les besoins en matière de rentabilisation. Le résultat final sera une augmentation des prix de l'énergie pour le consommateur.

Les investissements réalisés par les entreprises de service public pour augmenter leurs capacités ont plusieurs effets sur la société.

Premièrement, ces investissements absorbent des sommes importantes prélevées sur une réserve de capitaux déjà réduite. Dans une période de grave pénurie de capitaux, d'importantes demandes du secteur de l'énergie ne feront qu'exacerber une situation déjà difficile.

Deuxièmement, la CE est un grand importateur net d'énergie. Concentrer les efforts sur l'augmentation de l'approvisionnement en énergie sans tenir dûment compte de la réduction de la demande augmentera la consommation de la Communauté et accroîtra de ce fait les risques, pour l'économie, de futures perturbations de l'approvisionnement énergétique. A cela, il faut ajouter que, du fait de sa dépendance énergétique vis-à-vis de l'étranger, la CE devrait veiller davantage à une utilisation optimale de ressources énergétiques limitées.

Comme les nouvelles techniques de planification visant à éliminer les obstacles qui entravent les investissements en matière d'efficacité énergétique aident également les distributeurs de gaz et d'électricité à mettre au point des services énergétiques économiquement performants, l'application de ces techniques améliorera en fait la compétitivité de l'économie de l'Union européenne. Sans désavantager le secteur de l'énergie, il sera possible, grâce à des mesures rentables au niveau de la demande, ayant pour

⁴ COM(92)246 final du 1.6.1992.

⁵ *Energie en Europe, numéro spécial - A View to the Future, septembre 1992.*

⁶ Ce chiffre inclut 114 millions de tonnes de CO₂ déjà comprises dans le secteur de la production.

⁷ *Direction générale de l'Energie, conséquences de la taxe carbone/énergie proposée, février 1993.*

effet d'augmenter l'efficacité énergétique dans l'industrie et le tertiaire, de réaliser des économies d'énergie qui abaissent le coût de l'énergie dans la production et améliorent donc, directement et indirectement, la compétitivité par les prix de l'économie de l'Union européenne. En outre, une réduction des dépenses des ménages en services énergétiques pourrait avoir sur le pouvoir d'achat un effet positif qui stimulerait la demande macro-économique.

La réalisation de l'objectif de réduction du CO₂ fixé par le Conseil, à savoir stabiliser d'ici à l'an 2000 les émissions totales de CO₂ à leur niveau de 1990 dans l'ensemble de la Communauté, aura des conséquences sur le secteur de l'énergie. Les mesures prises par les entreprises de distribution en vue d'une utilisation finale plus efficace de l'énergie seront signalées régulièrement dans les programmes nationaux transmis par les Etats membres à la Commission dans le cadre du mécanisme de surveillance des émissions de CO₂ et des autres gaz à effet de serre⁸ dans la Communauté. Si la Communauté veut atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés en matière d'environnement, il convient d'adopter un ensemble de mesure synergiques, comme l'a souligné la Commission dans sa communication⁹ approuvée par le Conseil "énergie/environnement" du 13 décembre 1991.

Ainsi, outre des instruments tels que la taxe carbone/énergie proposée, qui, pour le marché, constituent une incitation générale à réduire les émissions de CO₂ et à augmenter l'efficacité énergétique, il faut prévoir des mesures sectorielles destinées à éliminer les entraves spécifiques aux améliorations de l'efficacité énergétique. Les entreprises de distribution de gaz et d'électricité doivent donc être tout particulièrement encouragées à jouer pleinement leur rôle en adaptant leurs stratégies afin d'exploiter les possibilités économiques d'amélioration de l'efficacité énergétique et de contribuer à abaisser les émissions de CO₂.

La Commission a souligné à juste titre la disparité entre la rentabilité exigée par les sociétés pour les projets d'approvisionnement en énergie et celle exigée par les consommateurs pour les projets de réduction de la demande énergétique. D'une manière générale, les sociétés acceptent des taux de rentabilité de l'ordre de 5% en valeur réelle pour les projets de production d'énergie, alors que les consommateurs exigent des taux de rentabilité supérieurs à 35% pour les projets de réduction de la demande énergétique. Si de tels écarts

peuvent être acceptables entre des industries très différentes, il n'est pas logique que les fournisseurs et les consommateurs d'énergie aient des critères financiers aussi divergents. Si les consommateurs adoptaient les critères de rentabilité des sociétés d'approvisionnement, la plupart des projets visant à améliorer l'efficacité énergétique seraient réalisés par de simples mécanismes du marché. Inversement, si les sociétés devaient adopter les critères de rentabilité des consommateurs, les nouvelles capacités entraîneraient d'énormes fluctuations des prix de l'énergie du fait des périodes de rentabilisation plus courtes qui en résulteraient. La plupart des consommateurs ne disposant ni des informations ni des moyens financiers nécessaires pour prendre une décision rationnelle en matière de consommation d'énergie, les techniques de planification utilisées par les distributeurs de gaz et d'électricité devraient, d'une façon ou d'une autre, refléter la disparité des critères de décision des fournisseurs et des consommateurs.

L'achèvement du marché intérieur de l'énergie vise à "une meilleure intégration, dégagée des entraves aux échanges, du marché intérieur de l'énergie, en vue d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement, de réduire les coûts et de renforcer la compétitivité économique"¹⁰. Une meilleure sécurité d'approvisionnement, une réduction des coûts et une compétitivité accrue sont les conséquences naturelles de l'adoption de mécanismes qui évaluent les investissements (que ceux-ci concernent l'approvisionnement énergétique ou la réduction de la demande) et qui dégagent des optimums économiques. Un autre impact du marché intérieur de l'énergie sera d'attirer l'attention du secteur de l'énergie sur les besoins du consommateur. Le consommateur moyen d'énergie n'achète ni des Kwh ni des mètres cubes de gaz, il achète des services (chauffage et réfrigération, éclairage, force motrice) qui sont la conséquence de ses achats d'énergie.

Les sociétés de distribution se considèrent traditionnellement comme des fournisseurs d'un produit, électricité ou gaz, alors que le consommateur se considère comme l'acheteur d'un service. Le rôle traditionnel du distributeur d'électricité ou de gaz, à qui la manière dont le consommateur utilise son produit au-delà du compteur importe peu, va tout à fait à l'encontre d'une utilisation rationnelle de l'énergie. Les distributeurs de gaz et d'électricité doivent fixer des objectifs stratégiques qui portent davantage sur la satisfaction des besoins du consommateur en matière de service que sur la simple satisfaction des prévisions relatives à la demande.

8 *Décision 93/389/CEE du Conseil.*

9 *SEC(91) 1744 final du 14.10.1991.*

10 *COM(90) 124 final du 18.5.1990.*

PERSPECTIVES D'AVENIR

Le rôle traditionnel de la société qui assure un service intégré de production, de transport et de distribution d'énergie est désormais bien établi. Toutefois, les distributeurs de gaz et d'électricité, intégrés ou indépendants, réunissent toutes les conditions nécessaires pour remplir un rôle élargi de prestataires de services énergétiques à leurs clients.

Premièrement, le distributeur dispose en effet d'informations actualisées sur les diverses technologies énergétiques ainsi que des connaissances techniques (qui font défaut aux consommateurs) nécessaires pour évaluer les solutions de remplacement et contribuer aux décisions relatives à la réduction rationnelle de la demande énergétique.

Deuxièmement, les sociétés de distribution ont accès à des moyens financiers. Le manque de moyens financiers empêche souvent les consommateurs de prendre les bonnes décisions économiques en matière d'efficacité énergétique. Le distributeur occupe donc une position idéale pour contribuer à éliminer cette barrière. Enfin, les distributeurs sont directement au contact des consommateurs et possèdent, en matière de commercialisation, les compétences requises pour maximaliser l'impact de programmes rationnels destinés à améliorer l'efficacité énergétique. Le succès des distributeurs de gaz et d'électricité dans ce nouveau rôle élargi a déjà été démontré aux Etats-Unis, au Canada et, à une petite échelle, dans la Communauté.

L'application de techniques modernes de planification modifie le rôle du distributeur qui, de fournisseur d'un produit, devient entreprise de services. Toutefois, d'une manière générale, les bénéfices réalisés par les entreprises de distribution reposent sur le concept selon lequel plus le volume du produit (électricité ou gaz) pouvant être vendu est grand, plus les bénéfices de l'entreprise sont importants. C'est pourquoi le distributeur traditionnel d'un produit peut être tenté de ne pas appliquer de nouvelles techniques de planification comportant un investissement visant à réduire la demande car, s'il en résulte une diminution du volume des ventes, les bénéfices de l'entreprise pourraient s'en trouver réduits. Cette conception assez limitée néglige le fait que le distributeur tirera également profit de ses opérations en matière d'efficacité énergétique et réalisera un bénéfice en évitant les coûts liés à la fourniture de nouvelles capacités, pour autant que les réglementations sur le gaz et l'électricité ne contiennent aucun obstacle quant au traitement des aspects "offre" et "demande" sur un pied d'égalité.

Dans le scénario de la nouvelle planification, les bénéfices du distributeur comprendraient deux éléments, l'un résultant de la vente du produit (électricité ou gaz), l'autre de la vente des services énergétiques, qui constitue ce dont le client a réellement besoin.

Des études commanditées par la Commission soulignent l'importance de la réglementation dans l'établissement de techniques modernes de planification des services publics¹¹. L'expérience des Etats-Unis tendrait à venir confirmer cette affirmation. En effet, la réglementation a sans doute constitué un facteur important pour inciter les distributeurs américains à remplacer les méthodes traditionnelles de planification par des techniques modernes. Toutefois, les entreprises de distribution qui ont adopté les nouvelles techniques et qui ont vu les bénéfices découlant, pour l'actionnaire, le consommateur et la société, de l'application de nouvelles techniques de planification, font maintenant partie des plus ardents défenseurs du mécanisme. De nombreuses sociétés américaines qui ne sont pas soumises à une réglementation concernant l'utilisation de techniques modernes de planification de leurs services ont également adopté cette méthodologie, simplement parce qu'elle représente un outil permettant d'élaborer des réponses stratégiques plus conformes aux conditions actuelles du marché. Aux Etats-Unis, les techniques modernes de planification des entreprises de distribution ont donc évolué par étapes, et la courbe d'apprentissage qui en a résulté peut être utile aux distributeurs de la Communauté qui souhaitent adopter ces techniques, pour autant que les législations des Etats membres n'y fassent pas obstacle.

La proposition de directive concernant de nouvelles techniques de planification dans le secteur de la distribution de gaz et d'électricité va dans le sens des propositions énergétiques actuelles du marché intérieur, étant donné qu'en matière d'efficacité, l'entière responsabilité des efforts revient à l'élément du processus qui a des contacts directs avec la majorité des clients. La mise en oeuvre de nouvelles techniques vise à doter le secteur de la distribution du meilleur ensemble économique de produits (y compris la gestion de la demande) pour satisfaire la demande. Ainsi, la directive sera-t-elle applicable de la même façon, que la production, le transport et la distribution soient ou non intégrés.

¹¹ *The Application of Least Cost Planning in the European Community, étude réalisée pour la Commission par l'Association pour la conservation de l'énergie, 1989.*

Afin d'adapter les techniques modernes de planification des services publics aux conditions du marché communautaire, les Etats membres doivent inventer des mécanismes qui dissocient le volume des ventes de produits (électricité ou gaz) et les bénéfices. Si cela est impossible, les distributeurs continueront à mettre l'accent sur la commercialisation et la vente de leurs "produits" et non sur les services énergétiques. Il est essentiel que les sociétés de distribution qui ne se contentent plus d'être de simples commerçants de "produits" mais jouent leur nouveau rôle de prestataires de services énergétiques retirent un profit de leurs activités en matière d'efficacité énergétique. Les Etats membres peuvent prendre quatre mesures afin d'encourager les distributeurs à adopter les nouvelles techniques de planification :

- * examiner, avec les entreprises de distribution, quel est leur rôle dans la réalisation des objectifs énergétiques et environnementaux. Certains Etats membres (en particulier le Danemark et les Pays-Bas) ont déjà lancé des programmes environnementaux incitant les services publics à réorienter leurs stratégies de marché vers des programmes de réduction de la demande plutôt que vers la création de nouvelles capacités. D'autres Etats membres devraient suivre cet exemple en créant un partenariat stratégique entre le gouvernement et les sociétés d'approvisionnement énergétique pour atteindre les objectifs convenus en matière de réduction de l'utilisation d'énergie, avec pour corollaire une réduction des émissions de CO₂;

- * mettre en place des mécanismes d'approbation de la planification des nouvelles capacités, qui mettent l'accent sur l'élaboration, dans le cadre de la procédure, d'un plan intégré des ressources. S'il est certain que la réglementation a stimulé l'utilisation de nouvelles techniques de planification aux Etats-Unis, on peut espérer que les distributeurs de la CE s'inspireront de cette expérience et adopteront, sans réglementation, le raisonnement économique qui sous-tend ces nouvelles techniques; lorsque ce n'est pas le cas, un encouragement de l'Etat peut s'avérer nécessaire;

- * mettre en place un mécanisme permettant aux distributeurs de tirer un profit de la mise en oeuvre de programmes de gestion économique de la demande. Cela permettra de ne plus lier nécessairement les bénéfices au volume des ventes et de donner plus d'importance à la prestation de services énergétiques. Afin de convaincre les distributeurs de gaz et d'électricité du bien-fondé du raisonnement les incitant à vendre moins de "produits" tout en continuant à faire des bénéfices, les autorités publiques devront étudier la structure de la tarification afin de permettre aux distributeurs de réaliser des programmes "rentables"

d'amélioration de l'efficacité énergétique. C'est pourquoi un dialogue devra s'instaurer entre l'Etat et les compagnies de distribution afin d'élaborer des concepts de services fournis par le distributeur et pouvant être facturés au consommateur, de la même manière que le distributeur facture maintenant le produit. Il ne sera peut-être pas facile d'y parvenir, mais il est encourageant de constater que plusieurs Etats membres se sont déjà engagés dans cette voie et que d'autres peuvent tirer parti de cette expérience des plus valables;

- * veiller à ce que, quelles que soient les mesures adoptées pour la libéralisation du marché intérieur (y compris les appels d'offre pour les nouvelles capacités), les options concernant la demande puissent être mises en concurrence sur un pied d'égalité avec les options d'offre pour la couverture de la demande d'énergie future.

QUEL SERA L'IMPACT DES NOUVELLES TECHNIQUES DE PLANIFICATION DES SOCIÉTÉS D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DANS LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE

En 1987, l'AIE a procédé à une étude détaillée des économies possibles dans le secteur de l'électricité¹². Même si celles-ci variaient en fonction de l'utilisation finale (éclairage, force motrice, chauffage et réfrigération, etc.), l'Agence a estimé que des économies globales de 15 à 20% étaient possibles au niveau de l'utilisation finale de l'électricité grâce à des investissements en matière d'efficacité énergétique, dont les périodes de rentabilisation étaient de trois ans ou moins. Bien que des économies plus importantes puissent être réalisées si des périodes de rentabilisation plus longues étaient acceptées, il serait peut-être plus prudent de considérer que des programmes rigoureux de gestion de la demande pourraient aboutir à des économies globales d'électricité de l'ordre de 10 à 20%.

De telles économies auraient les conséquences suivantes :

- ♣ réduction de 4 à 8% de la consommation actuelle d'énergie primaire, ce qui pourrait entraîner des économies de 10 à 20 milliards d'écus pour les importations de combustibles fossiles,

- ♣ une économie de 40 000 à 80 000 MW en capacités de production d'électricité, ce qui entraînerait une économie de 80 à 160 milliards d'écus en

¹²

De Almeida, Annibal. *LCP in the European Economy, 1992.*

investissements (en prenant un coût moyen d'investissement de 2 000 écus/kW pour la production, le transport et la distribution),

♣ une diminution substantielle de la quantité d'émissions polluantes, notamment une réduction du CO₂ supérieure à 100 millions de tonnes. Le niveau réel de la réduction du CO₂ dépend des sources d'énergie qui auraient été utilisées.

PROPOSITION DE LA COMMISSION RELATIVE À LA PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES

La proposition de la Commission impose aux Etats membres d'entreprendre une série d'initiatives destinées à garantir que les entreprises de service public tirent parti des possibilités économiques offertes par la prestation de services énergétiques (y compris la gestion de la demande). Les mesures concrètes à arrêter sont les suivantes :

♦ établissement de procédures suivant lesquelles les compagnies de gaz et d'électricité présentent périodiquement des plans intégrés de ressources. Ces plans doivent évaluer toutes les options possibles au niveau des ressources (y compris la gestion de la demande) sur une base économique;

♦ élaboration de programmes garantissant que les mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique visées dans le plan intégré de ressources sont réellement mises en oeuvre;

♦ mise en place de mécanismes permettant aux compagnies de distribution de gaz et d'électricité de couvrir les dépenses relatives aux programmes en matière d'efficacité énergétique proposés aux consommateurs. Ces mécanismes doivent faire en sorte que les compagnies de distribution qui entreprennent des programmes de gestion de la demande ne souffrent pas de pertes nettes de revenus;

♦ mesures d'incitations encourageant les compagnies de distribution de gaz et d'électricité à :

*mettre en place de vastes programmes d'information destinés à sensibiliser les consommateurs aux options rationnelles en matière d'efficacité énergétique;

*en cas de nécessité, adopter des mesures d'incitation pour pousser les consommateurs à effectuer des investissements destinés à améliorer l'efficacité énergétique;

*élaborer des programmes de gestion de la demande s'adressant aux consommateurs à faibles revenus qui consacrent une part disproportionnée de leurs revenus disponibles à l'énergie;

*investir dans le domaine de l'efficacité énergétique grâce à la création de filiales offrant aux consommateurs des mécanismes de financement par

intervention de tiers, ou soutenir les efforts de sociétés existantes pratiquant ce mode de financement;

♦ promotion de l'intégration des options de gestion de la demande dans les procédures d'appel d'offres pour les nouvelles capacités de distribution, là où ces procédures existent.

Il convient de souligner que la proposition confère aux Etats membres un grand pouvoir discrétionnaire quant à la manière dont ils satisfont aux exigences susmentionnées. La Commission est pleinement consciente de la nature extrêmement hétérogène des secteurs de l'électricité et du gaz dans les Etats membres et, partant, de la nécessité de prévoir des modalités différentes suivant le cadre législatif en vigueur. C'est pourquoi la proposition prévoit un cadre destiné à mettre en place des techniques de planification prenant en considération toutes les possibilités économiques offertes dans le secteur des services publics.

CONCLUSION

On estime que le marché du gaz et de l'électricité augmentera de manière significative au cours des douze prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la situation de la Communauté en matière de sécurité d'approvisionnement et sur l'environnement. Les méthodes traditionnelles de planification qui s'attachent à satisfaire la demande en augmentant les capacités ne répondent plus aux conditions du marché et aux exigences de la société. Seules de nouvelles méthodes de planification, qui comportent une évaluation économique rationnelle des mérites respectifs des programmes de création de nouvelles capacités d'approvisionnement et de réduction de la demande, peuvent déboucher sur une maximisation des avantages pour les compagnies de distribution, les utilisateurs et la société.

Il est donc important que tant les Etats membres que les distributeurs encouragent l'utilisation de nouvelles techniques qui ont déjà été largement adoptées aux Etats-Unis, au Canada et en Australie. La Communauté européenne a pris un certain nombre d'initiatives en vue de promouvoir ces techniques qui, jusqu'à présent, ont suscité une réponse positive de la part des distributeurs. Dans le cadre du programme SAVE, vingt-cinq projets pilotes de planification au moindre coût/de gestion de la demande ont été financés. D'autres mesures devront être prises par les Etats membres, qui permettront aux distributeurs d'élargir leur rôle à celui d'entreprises de services énergétiques, avec les conséquences bénéfiques que cela comporte sur le plan économique et pour l'environnement

RÉSEAUX TRANSEUROPEËNS D'ÉNERGIE : L'UNION EUROPÉENNE ET LES PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE¹

I. Gowans, DG XVII

Unité "Réseaux transeuropéens, cohésion, évaluation des programmes"

CONTEXTE

Il y a un an, il a été convenu que le programme de travail du Centre d'Énergie de la mer Noire pour la coopération avec l'UE dans le domaine de l'énergie comprendrait des activités liées à des projets dans certains secteurs, dont les réseaux d'énergie.

CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

L'initiative des réseaux transeuropéens d'énergie (RTE) (gaz et électricité) est une composante essentielle de la politique énergétique de l'Union européenne et contribue au renforcement de la compétitivité, à l'amélioration de l'efficacité énergétique, à la sécurité de l'approvisionnement et à la cohésion économique et sociale. Son importance a été reconnue lors des Conseils européens et au récent sommet de l'OSCE à Budapest, où les États participants ont exprimé leur adhésion au principe de l'établissement de réseaux transeuropéens d'énergie en Europe.

Dans l'Union européenne, les réseaux d'électricité visent principalement à multiplier et à améliorer les interconnexions entre les réseaux nationaux; pour les PECO, l'objectif poursuivi est la consolidation et le bon fonctionnement des réseaux d'électricité après leur raccordement à l'UCPTE. Pour ce qui est du gaz dans l'Union européenne, il s'agit d'étendre le réseau à de nouvelles régions et de renforcer les infrastructures de transport et de stockage afin de répondre à la croissance prévue de la demande, laquelle sera couverte par des importations. Les projets prioritaires sont la mise en

place d'un nouveau réseau de gazoducs à partir de la Russie et l'amélioration des réseaux existants entre les PECO et les pays d'Europe occidentale et méridionale. Ces développements seront profitables à la fois pour l'UE et pour les pays de transit concernés.

"ORIENTATIONS" DE LA COMMISSION ET PROJETS PROPOSÉS POUR LES RTE D'ÉNERGIE

En janvier 1994, la Commission a adopté des propositions d'orientations dans le domaine des réseaux transeuropéens d'énergie comprenant des projets d'intérêt commun pour l'UE et, dans certains cas, pour des pays d'Europe centrale et orientale. Ces orientations sont encore examinées au Parlement européen et au Conseil de ministres.

Les projets en question pourraient, dans un premier temps, faire l'objet d'études de faisabilité financées par l'UE et destinées à contrôler la viabilité économique des projets de RTE jugés d'intérêt commun. Parmi ces projets, plusieurs doivent être mis en oeuvre conjointement avec les PECO et concernent le renforcement des liaisons gazières avec l'UE traversant l'Ukraine, la Slovaquie et la République tchèque (liaison centrale), ainsi que la construction de nouveaux gazoducs en Biélorussie et en Pologne (liaison septentrionale), et en Moldavie, en Roumanie et en Bulgarie (liaison méridionale).

Sont également prévues des liaisons électriques avec plusieurs pays d'Europe orientale dont les pays baltes (voir ci-après). Bien que les propositions de la

¹ A la lumière de l'évolution de ce dossier, notamment des décisions prises lors du 2ème semestre de 1996, nous ajoutons une fiche actualisée à la traduction de l'article paru dans le N° 26.

Commission se placent essentiellement sous l'angle de l'UE, elles auront des répercussions pour les PECO. Les pays tiers devront reconnaître l'intérêt mutuel des différents projets et le concept des "orientations" devra être étendu aux PECO.

EXTENSION DU CONCEPT DES "ORIENTATIONS" AUX PECO

Pour les réseaux d'énergie situés hors de l'UE, les résultats des études portant sur les liaisons gazières et électriques financées dans le cadre de PHARE (et de TACIS) seront utilisés lors de l'établissement des orientations concernant le développement des réseaux d'énergie dans les PECO. Ces réseaux doivent être envisagés du point de vue non seulement de l'intérêt mutuel des PECO, mais également de l'interconnexion optimale avec les réseaux de l'Union européenne.

Cette stratégie de développement des réseaux des PECO s'inscrit dans la ligne de la Charte européenne de l'énergie, signée par l'UE, les PECO et la CEI, dont l'objectif premier est de créer des conditions propices aux investissements, aux échanges et à la coopération dans le domaine de l'énergie.

Elle est également conforme à l'article 129 C, paragraphe 3, du traité sur l'Union européenne, qui permet à la Communauté de coopérer avec les pays tiers pour les projets d'intérêt commun et ceux destinés à assurer l'interopérabilité des réseaux.

FINANCEMENT

Les fonds nécessaires aux études de faisabilité pourraient être prélevés sur la ligne budgétaire RTE pour les projets jugés "d'intérêt commun", conformément aux orientations communautaires, ou sur les ressources PHARE/TACIS pour les autres projets.

Pour ce qui est des investissements, les ressources plus importantes (mais cependant limitées) qui devraient pouvoir être dégagées à l'avenir en faveur de telles initiatives au titre de programmes de la Commission tels que PHARE (par ex. dans le cadre de projets de co-investissement) devront être complétées par des fonds d'origines diverses, qu'ils s'agisse de fonds publics (ressources propres des PECO, BEI, Banque mondiale, Banque européenne pour la reconstruction et le développement) ou des ressources propres des exploitants des réseaux d'énergie des PECO (publics ou privés).

PROJETS DE RÉSEAUX D'ÉNERGIE CONCERNANT LES PECO

A ce jour, la participation concrète de la Commission aux projets d'interconnexion électrique concernant les PECO s'est limitée à la fourniture d'une assistance technique. Les conclusions du Conseil européen d'Essen ont conféré à ces projets une dimension politique plus marquée, à la suite de quoi les travaux portant sur l'extension des réseaux transeuropéens aux pays voisins ont été poursuivis, un accent particulier étant mis sur les régions précitées.

GAZ

Les projets de réseaux gaziers présentent un intérêt particulier pour plusieurs PECO, dans la mesure où ils contribuent à améliorer la sécurité de l'approvisionnement et à renforcer la cohésion économique et sociale de toute la région.

Dans les Balkans, le principal gazoduc reliant la région d'Athènes, dans le sud-est de la Grèce, au réseau bulgare, deviendra pleinement opérationnel vers le milieu de l'année 1996. Les travaux visant à transporter du gaz vers l'ancienne république yougoslave de Macédoine (ARYM) au moyen d'un raccordement au réseau bulgare se poursuivent également. Tous les réseaux de gaz naturel des Balkans (sauf celui de l'Albanie) seront alors raccordés à leur principal fournisseur, la Russie, via les réseaux ukrainien et (pour la partie sud des Balkans) moldave. Il est en outre prévu d'approvisionner la région par le sud, au moyen du terminal GNL grec près d'Athènes, dont l'achèvement est prévu pour la fin 1998, et d'un nouveau terminal GNL qui serait construit sur la côte croate.

On vient de terminer, dans le cadre du programme multipays de PHARE, une étude portant sur les différentes options pour l'interconnexion des réseaux gaziers des PECO et de l'Union européenne. La conclusion de l'étude est que, dans les conditions incertaines qui règnent à l'heure actuelle (et qui régneront probablement encore pendant les années à venir), les PECO sont confrontés à une série de choix qui doivent être évalués et opérés avant que des décisions puissent être prises.

Ce n'est qu'à cette condition que pourront avoir lieu le développement et la restructuration du secteur gazier des PECO et la conception, le financement et la mise en place de systèmes d'approvisionnement nouveaux ou de remplacement. La réalisation d'études critiques permettrait d'approuver et de financer certains des projets actuellement à l'étude, ce qui faciliterait les

discussions entre les PECO et leurs partenaires occidentaux et orientaux pour les projets futurs.

ELECTRICITÉ

C'est sur la base de diverses considérations politiques et géographiques qu'ont été créées, dans le domaine de l'électricité, un certain nombre d'organisations coopératives couvrant les différentes régions. Il s'agit notamment de l'UCPTE (Europe occidentale), Nordel (Europe du Nord), Centrae (voir ci-dessous) et IPS/UPS (Europe centrale et ex-Union soviétique). Ces derniers temps, la Commission a accordé une attention croissante au développement futur d'interconnexions entre ces systèmes, notamment dans le contexte de ses propres travaux concernant les réseaux transeuropéens et, plus récemment, à la lumière de l'adhésion de l'Autriche, de la Finlande et de la Suède.

Depuis quelque temps, le programme PHARE de la Commission donne la priorité à la question de l'interconnexion des réseaux d'électricité de l'Europe centrale et du système UCPTE de l'Europe occidentale. Divers projets d'étude sont financés sur la ligne budgétaire multipays du programme PHARE. Deux de ces projets sont déjà achevés. Le premier a été exécuté par un consortium dirigé par la France, avec la participation de la Grèce, de l'Italie et des Pays-Bas. Ce projet visait à examiner les réseaux électriques de la Roumanie, de la Bulgarie et de l'Albanie eu égard aux prescriptions de l'UCPTE. Il semblerait que, si l'on ne tient pas compte des difficultés posées par le conflit en ex-Yougoslavie, il serait techniquement possible d'interconnecter les réseaux de tous ces pays. Des actions de suivi destinées à déterminer la meilleure manière d'opérer cette interconnexion sont prévues dans le cadre de PHARE.

Le deuxième projet, réalisé par un consortium regroupant l'Allemagne et l'Autriche, visait à réaliser le plus rapidement possible l'interconnexion synchrone entre l'UCPTE et les pays membres de Centrel (Pologne, République tchèque, Slovaquie et Hongrie). Cette interconnexion a eu lieu en octobre de cette année, avec une large avance sur la date prévue.

Le troisième projet, lancé récemment, sera consacré au long terme (après l'an 2000) et à la possibilité de développement des réseaux à l'interface entre le système UCPTE (alors étendu) et le système UPS. Il est à noter que les pays baltes participeront également à ces travaux. En outre, le projet "Baltic Ring" compte parmi les projets proposés par la Commission dans ses orientations (n° d14) et a été soumis par le Groupe Christophersen et examiné par le Conseil). Il fait partie des projets pour lesquels l'avis du Comité financier RTE a débouché sur la décision de la Commission du 4 décembre 1995 relative au cofinancement des études

de faisabilité. Une fois ces études achevées, il faudra procéder à un examen plus approfondi des projets d'investissement, notamment pour en étudier la viabilité financière.

LES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL DANS LA COMMUNAUTÉ²

Au début de 1992, la Commission a adopté une communication au Conseil relative aux infrastructures de transport d'électricité et de gaz naturel dans la Communauté, qui mettait en évidence la contribution attendue des réseaux énergétiques à la réalisation du marché intérieur de l'énergie, et complétait les propositions de directive sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel adoptées en février 1992 par la Commission (voir fiche n° 6).

En janvier 1994, la Commission a adopté ses propositions d'"orientations" relatives aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie, que la Communauté était tenue d'établir en vertu du titre XII, article 129 C du traité sur l'Union européenne. Ces propositions comprenaient un projet de décision du Parlement européen et du Conseil sur les orientations elles-mêmes, ainsi qu'un projet de décision du Conseil sur les actions en vue d'établir un contexte plus favorable au développement des réseaux.

Les réseaux transeuropéens, notamment les réseaux énergétiques, figuraient également en bonne place dans le Livre blanc de la commission sur la croissance, la compétitivité et l'emploi de décembre 1993.

Les propositions d'orientations fixent des priorités d'action jusqu'à l'an 2000. Les priorités étaient les suivantes, dans le cas de l'électricité : raccordement des réseaux d'électricité isolés, situés généralement dans les régions moins développées de la Communauté; développement des interconnexions entre les Etats membres et les pays tiers d'Europe et du bassin méditerranéen; et, dans le cas du gaz : introduction du gaz naturel dans de nouvelles régions, raccordement des réseaux isolés jusqu'à présent au principal réseau transeuropéen, augmentation des capacités de transport

² Orientation et actions communautaires en vue de faciliter le développement des réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie (document SEC(92)553 final, du 27.03.1992 ; document COM(93)685 final, du 19.01.1994 ; décision n° 1254/96/CE du Parlement européen et du Conseil, du 5.06.1996, établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie (JO n° L 161 du 29.06.1996) ; décision du Conseil 96/391, du 28.03.1996, déterminant un ensemble d'actions en vue d'établir un contexte plus favorable au développement des réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie (JO n° L 161 du 29.06.1996).

(gazoducs d'amenée, de réception (GNL) et de stockage). Pour concrétiser ces priorités, des "projets d'intérêt commun" doivent être identifiés, selon des critères définis, en vue de compléter et renforcer les réseaux. Une liste des réseaux identifiés en 1993 accompagnait le projet de décision. Cette liste a été modifiée ultérieurement.

La deuxième proposition portait sur les aspects techniques, administratifs, législatifs et financiers du développement des réseaux : ainsi, outre des travaux sur l'échange d'information sur les systèmes de contrôle et des travaux de recherche et développement spécifiques, on s'efforcera également d'accélérer et de simplifier les procédures d'autorisation pour les investisseurs et les contractants potentiels.

Du point de vue de l'environnement, il s'agit de fournir une base pour une action coordonnée et, le cas échéant, une base commune (Communauté), pour les aspects techniques de la protection de l'environnement, bien entendu dans le respect des règles communautaires existantes (notamment la directive 85/337).

Les orientations contiennent également des dispositions sur l'aide financière de la Communauté pour renforcer les efforts déployés par les Etats membres eux-mêmes, sous la forme d'une aide en vue de financer des études de faisabilité, des garanties d'emprunt et des bonifications d'intérêt, pour encourager les projets d'intérêt commun, tout en appliquant les principes du marché dans l'intérêt d'une concurrence loyale. La principale responsabilité du développement et du financement incombe donc aux milieux économiques concernés, les contributions des Etats membres et de la Communauté ne visant qu'à accélérer la réalisation.

Les deux propositions ont été adoptées en mars 1996 (contexte plus favorable au développement) et juin 1996 (orientations). Elles ont été publiées au Journal officiel en juin, comme on peut le lire en tête du présent feuillet.

ANNEXE : LES RÉSEAUX ÉNERGÉTIQUES TRANSEUROPEENS

Spécifications des projets d'intérêt commun identifiés par la décision du Parlement européen et du Conseil n 1254/96/CE³.

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

a) *Le raccordement des réseaux d'électricité isolés aux réseaux interconnectés européens*

a 1 Ile de Mage - Coylton

a 4 Ipiros - Puglia

b) *Développement des interconnexions entre les Etats membres*

b 1 Bjaeverskov - Bentwisch

b 4 Moulaine - Aubange

b 6 Grand île - Piosasco

b 7 Cazaril - Aragon ou autres trajets/tracés

b 9 Aubange - Bertrange

b 10 Aldeadavila - Douro International - Meson - Lindoso

b 12 Lienz - Cordignano

c) *Développement des connexions intérieures nécessaires pour la mise en valeur des interconnexions entre les Etats membres*

c 3 Zwolle - Meeden - Eemshaven

c 4 Sierrentz - Mulbach

c 5 15 sous-projets

c 7 Recarei - Douro International Pego-Rio Maior II

d) *Développement des interconnexions avec les pays tiers d'Europe et du bassin méditerranéen contribuant à améliorer la fiabilité, la sécurité et l'approvisionnement des réseaux électriques de la Communauté*

d 5 Gorlago - Robbia

d 9 Salonique - Hamitabat

d 13 Pinar - Melloussa

RÉSEAUX GAZIERS

e) *Introduction du gaz naturel dans de nouvelles régions*

e 5 Setubal - Braga

e 6 Bulgarie - Athènes GNL à Revithoussa

f) *Raccordement des réseaux de gaz isolés aux réseaux interconnectés européens, y compris les renforcements nécessaires des réseaux existants, ainsi que le raccordement des réseaux de gaz naturel séparés*

f 2 Bacton - Zeebrugge

f 6 Leiria - Cordoba Braga - Tuy - Oviedo

g) *Augmentation des capacités de réception (GNL) et de stockage nécessaires pour satisfaire la demande, ainsi que diversification des sources et des voies d'acheminement du gaz naturel*

g 3 GNL de Montoir

g 4 GNL à Montalto di Castro

g 8 stockage à Huete et à Nueva Carteya

g 11 stockage de Loenhout

h) *Augmentation des capacités de transport (gazoducs d'amenée) nécessaires pour satisfaire la demande, ainsi que diversification des sources et des voies de cheminement du gaz naturel*

h 12 y compris la connexion Berneau - Eynatten

³ JO n° L 161 du 29 juin 1996.

UNE POLITIQUE COMMUNAUTAIRE DE L'ÉNERGIE EN DEVENIR

Christian WAETERLOOS, DG XVII
Chef de l'Unité "Energie nucléaire"

Nous remercions Christian Waeterloos qui a rédigé cet article en tant que Chef de l'Unité "Politique énergétique" avant de prendre ses fonctions en février 1996.

1 à la tête de cette direction de l'énergie nucléaire (XVII-6-7), actuelles

INTRODUCTION

Le 13 décembre 1995, la Commission adoptait son "livre blanc" intitulé "Une politique de l'énergie pour l'Union Européenne"¹. Ce document poursuit, en priorité, l'objectif de démontrer la nécessité d'une approche communautaire, également dans le domaine de l'énergie. Il tente d'en préciser les limites et cherche à identifier les instruments nécessaires à sa mise en oeuvre. Le document s'accompagne d'un programme de travail indiquant les domaines dans lesquels la Commission se propose de développer son action. Celle-ci pourra s'appuyer sur les procédures institutionnelles en vigueur.

L'approche suivie par la Commission ne préjuge donc, en rien et à ce stade, les initiatives qu'elle serait appelée à prendre dans le cadre de la Conférence Intergouvernementale qui doit s'ouvrir le 29 mars 1996, à Turin.

POURQUOI UN LIVRE BLANC SUR LA POLITIQUE COMMUNAUTAIRE DE L'ÉNERGIE ?

Deux raisons fondamentales justifient cette initiative de la Commission. La première est d'ordre institutionnel; la deuxième relève des spécificités du domaine de l'énergie.

ASPECT INSTITUTIONNEL

Le Traité d'Union Européenne (TUE) prescrit à l'article 3² que l'action de la Communauté, pour réaliser sa mission (établie à l'article 2)³ comporte des politiques ou des actions communes. Parmi celles-ci on trouve la référence à "des mesures dans le domaine de l'énergie". Le problème est qu'ensuite le TUE ne définit pas, ni ne précise la liste de ces mesures, ni leur portée éventuelle. Il appartient donc aux Institutions européennes de préciser le contenu de ces mesures.

Deux approches sont ici possibles. La première consisterait à ce que la Conférence Intergouvernementale de 1996 s'accorde sur la nécessité d'inclure un titre sur l'énergie dans le traité révisé et précise l'objectif à atteindre et les moyens pour y parvenir. La deuxième formule conduirait les Institutions communautaires à poursuivre le développement du droit dérivé sur la base des dispositions existantes.

¹ COM(95)682final.

² "Aux fins énoncées à l'article 2, l'action de la Communauté comporte, dans les conditions et selon les rythmes prévus par le présent traité : [.....]
1) des mesures dans les domaines de l'énergie, de la protection civile et du tourisme."

³ "La Communauté a pour mission, par l'établissement d'un marché commun et d'une union économique et monétaire, et par la mise en oeuvre des politiques ou des actions communes visées aux articles 3 et 3 A, de promouvoir un développement harmonieux et équilibré des activités économiques dans l'ensemble de la Communauté, une croissance durable et non inflationniste respectant l'environnement, un haut degré de convergence des performances économiques, un niveau d'emploi et de protection sociale élevé, le relèvement du niveau et de la qualité de vie, la cohésion économique et sociale et la solidarité entre les Etats membres."

Chacune de ces approches demande que la Commission prenne l'initiative de proposer des orientations politiques pour l'énergie, à l'échelon communautaire.

Aspect énergétique

Les développements politiques les plus récents de la Communauté comportent la mise en œuvre du marché intérieur, le développement du rôle de la Communauté sur la scène internationale et les actions en vue de mieux protéger l'environnement. Les initiatives prises dans ces différents domaines contiennent une dimension énergétique importante et peuvent comporter le risque potentiel, soit d'affecter la sécurité de nos approvisionnements, soit de mettre en danger la satisfaction des obligations de service public. Il convient donc de mettre en place un cadre général de politique énergétique qui permette de minimiser ce risque en assurant les équilibres nécessaires entre les objectifs des autres politiques communautaires et ceux spécifiques au domaine de l'énergie. Les nouvelles orientations de politique communautaire pour l'énergie doivent répondre à cette préoccupation.

LE CONTEXTE DANS LEQUEL S'INSCRIT LE LIVRE BLANC

Le livre blanc constitue l'aboutissement d'un large débat entrepris dès 1993 avec tous les acteurs du domaine de l'énergie qui a conduit à l'adoption d'un "livre vert"⁴, en janvier 1995. Ce "livre vert" annonçait l'intention de la Commission d'établir un "livre blanc" qui constituerait le programme de travail de la Communauté dans le domaine de l'énergie.

Au-delà des réflexions et commentaires qui ont accompagné ce large débat, le "livre blanc" se devait de s'inscrire dans le cadre de la philosophie économique et politique actuelle de la Communauté. Par ailleurs, il devait dégager des réponses pertinentes au regard des tendances qui se dessinent sur le marché international de l'énergie.

LIVRE VERT

Tant pendant la phase de préparation qu'après sa publication, le document a suscité un très grand nombre de réactions. Au-delà des positions prises par les Institutions de la Communauté⁵, des débats ont

également eu lieu dans plusieurs Etats membres. Les acteurs du domaine de l'énergie (producteurs, consommateurs, partenaires sociaux), organisés tant au plan national que communautaire, ont également tenu à faire connaître leur point de vue⁶.

Quelques éléments clé de cette réflexion collective méritent d'être repris ici. D'abord, une large majorité d'intervenants dans le débat reconnaît que le domaine de l'énergie comporte une dimension communautaire et que des orientations spécifiques s'avèrent donc nécessaires. La plupart des contributions constatent, par ailleurs, que la Communauté dispose déjà d'instruments appropriés au développement d'une politique communautaire de l'énergie, dans les traités existants. Il est également admis que, dans le respect du principe de subsidiarité, la dimension communautaire apporte une valeur ajoutée aux politiques nationales, notamment dans les domaines tels que le marché intérieur, les relations internationales et la protection de l'environnement.

Le dialogue approfondi et continu entrepris à propos du livre vert a été accueilli très favorablement. Au cours de ce dialogue, plusieurs intervenants ont aussi clairement indiqué, qu'au-delà de ces consultations, les choix politiques à opérer dans le cadre du livre blanc relevaient de la responsabilité politique et du droit d'initiative de la Commission.

LE CONTEXTE GÉNÉRAL

Le contexte socio-économique et la philosophie politico-économique qui encadrent la réflexion de politique énergétique, aujourd'hui, expliquent également les orientations choisies. Pour l'essentiel, par rapport à la décennie '80, la situation se caractérise aujourd'hui par : une mondialisation du système économique; une prise de responsabilité croissante vis-à-vis de l'environnement; les progrès de la technologie et du savoir faire; une tendance à la déréglementation et à la libéralisation des marchés; un accroissement des responsabilités confiées à la Communauté. Ces tendances générales devaient nécessairement se retrouver également dans le domaine de l'énergie.

Des rapports de partenariat et de coopération incluant le secteur de l'énergie sont en développement, notamment avec les pays d'Europe centrale et orientale, avec la Russie et les Républiques de la CEI, avec les pays du bassin méditerranéen et avec ceux du Golfe. La signature de l'accord créant l'Organisation Mondiale du Commerce constitue un engagement ferme de

⁴ "Pour une politique énergétique de l'Union Européenne" - COM(94)659 final du 11 janvier 1995.

⁵ Résolution n° 7802/95 du Conseil du 13 juin 1995.
Parlement Européen, rapport n° A4-0212/95 et résolution du 10. 10. 1995.

Opinion du Comité économique et social, CES 804/95 du 5.07.1995.

Opinion du Comité des régions, CdR 241/95.

Résolution du Comité consultatif CECA, doc. 5342/3/95.

⁶ Les contributions reçues ont été regroupées dans un document de travail disponible auprès des services de la Commission (DG XVII - Energy).

libéralisation accrue du commerce mondial, d'autant plus important pour l'énergie que depuis la fin de 1994 tous les produits énergétiques relèvent de la politique commerciale commune. Enfin, la signature de la Charte européenne de l'Energie et de son traité assurent la mise en oeuvre, à l'échelle du continent européen, de règles et principes relevant de l'économie de marché portant, notamment, sur l'accès aux ressources en énergie, leur exploitation, leur transport, les règles de transit, la protection de l'investissement et le règlement des différends.

Les résultats de la Conférence de Rio sur le changement climatique et la Conférence de suivi à Berlin, ainsi que les préoccupations exprimées par l'opinion publique à propos, par exemple, des marées noires, du risque de contamination radioactive ou d'émissions polluantes de toute nature, attestent à suffisance de l'importance attachée aujourd'hui par le citoyen et la société aux questions environnementales. Dans le domaine de l'énergie - l'un des plus importants facteurs d'influence sur l'environnement - la recherche d'un cadre de développement durable est devenu prépondérant.

Depuis la crise pétrolière et économique du milieu des années '70, il est apparu de plus en plus évident que la recherche et le développement de nouvelles technologies et leur pénétration sur le marché constituent des facteurs déterminants de la compétitivité économique, du bien-être social et de la création d'emplois. Cette tendance très marquée également dans le secteur de l'énergie s'est manifestée par des progrès substantiels en matière d'efficacité énergétique, tant à la production, qu'au transport et à la consommation d'énergie.

Depuis quelques années, de plus en plus de pays occidentaux se sont engagés dans un processus de libéralisation des marchés. Cette évolution s'est inévitablement accompagnée d'une tendance à la déréglementation, mais aussi d'un renforcement de la réglementation lorsque celle-ci est destinée à assurer des conditions de concurrence équitables et transparentes pour tous les intervenants. Le développement de la libre circulation et le renforcement de la concurrence ont également accentué le besoin de fixer des normes comparables pour les exigences environnementales. Le secteur de l'énergie participe à cette évolution.

Enfin, l'adoption de l'Acte Unique Européen, la mise en oeuvre du marché intérieur et l'entrée en vigueur du Traité sur l'Union Européenne ont accentué le rôle de la Communauté en matière économique, monétaire et politique. Cette tendance s'est également manifestée

dans le secteur de l'énergie où la négociation du Traité de la Charte de l'Energie a confirmé la capacité accrue de la Communauté d'atteindre ses objectifs lorsqu'elle agit en commun.

Le renforcement de la responsabilité communautaire s'est développé parallèlement à une meilleure prise en compte des principes de subsidiarité et de proportionnalité. Dans le secteur de l'énergie, la responsabilité de la Communauté pourra se développer - comme par le passé - autour d'objectifs convenus en commun et dont la réalisation - via des politiques nationales - pourra être évaluée au niveau communautaire.

TENDANCES D'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

L'ensemble des analyses économiques et prospectives auxquelles la Commission a procédé⁷ indique que la Communauté Européenne, qui dépend aujourd'hui de l'extérieur pour plus de la moitié de son approvisionnement en énergie, verra cette dépendance s'accroître à l'avenir. De plus, l'essentiel de cet approvisionnement extérieur proviendra, soit de régions de plus en plus éloignées de son territoire (pour ce qui concerne le gaz naturel), soit se concentrera de plus en plus dans une même zone géographique (pour ce qui concerne le pétrole). Par ailleurs, les contributions du charbon et de l'énergie nucléaire devraient, au mieux, se maintenir à leurs niveaux actuels.

En général, le consommateur européen deviendra de plus en plus dépendant d'un réseau pour son approvisionnement en énergie. Ceci traduit le poids prépondérant que devraient prendre le gaz et l'électricité, à l'avenir. L'entrée sur les marchés de consommation de technologies plus efficaces et le poids croissant donné aux préoccupations environnementales devraient, en effet, stimuler la pénétration de ces énergies sur le marché.

Au plan mondial, l'évolution future de l'offre d'énergie ne devrait pas constituer une contrainte pour les années qui viennent, toutes les formes d'énergies étant appelées à se développer. Cette évolution s'explique notamment par les progrès technologiques considérables découlant des efforts de RDT menés au lendemain des crises pétrolières de la décennie 70, mais aussi d'une prise de conscience des conséquences environnementales du recours à l'énergie.

⁷ "L'énergie européenne jusqu'en 2020 : une approche de scénarios" SEC(95)2283 du 20.12.1995.

LES OBJECTIFS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE COMMUNAUTAIRE

La nécessité de développer des orientations de politique énergétique au niveau communautaire étant établie (cfr. partie II) et le contexte dans lequel elle devront s'inscrire ayant été décrit (cfr. partie III), il convient de déterminer quels moyens seront nécessaires pour sa mise en oeuvre, étant entendu que les objectifs à atteindre identifiés dans le "livre vert" sont considérés comme pertinents par tous les acteurs du domaine de l'énergie et que la Communauté a un rôle à jouer pour parvenir à les réaliser.

OBJECTIFS À ATTEINDRE

L'objectif central de la politique énergétique consiste à assurer aux consommateurs un approvisionnement en énergie régulier, propre et de qualité, à des prix compétitifs.

Le "livre vert" ne disait pas autre chose lorsqu'il identifiait trois objectifs majeurs :

- la compétitivité globale de l'économie,
- la sécurité d'approvisionnement,
- et la protection de l'environnement,

constatant que la politique dans le domaine de l'énergie devrait consister à promouvoir les actions permettant de rencontrer chacun de ces objectifs ou conduire aux arbitrages nécessaires pour réaliser un équilibre acceptable entre chacun d'eux.

Ces objectifs se trouvent donc confirmés dans le "livre blanc".

RÔLE DE LA COMMUNAUTÉ DANS CE CONTEXTE

Dans le cadre du fonctionnement actuel de la Communauté Européenne, l'objectif devra être atteint par une approche d'économie de marché et dans le respect des traités communautaires existants ainsi que des autres accords internationaux auxquels la Communauté est partie.

Dans ce contexte, quatre responsabilités spécifiques sont généralement reconnues aux Communautés européennes qu'il conviendra qu'elles exercent pleinement, aussi dans le domaine de l'énergie.

Il s'agit, en priorité, comme l'indique le "livre blanc" : de permettre le vrai fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, assurant la libre circulation des produits dans des conditions de concurrence équitables et dans le respect de normes communes;

de tirer parti du poids de l'Union Européenne sur le plan international en renforçant le dialogue et la coopération avec nos partenaires, tant en ce qui concerne nos principaux fournisseurs d'énergie (Est de l'Europe, Méditerranée, Golfe), que les autres pays industrialisés (OCDE/IEA) ou membres de l'Organisation Mondiale du Commerce; de promouvoir toutes les actions susceptibles de contribuer à mieux protéger l'environnement, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Union Européenne, dans une optique de développement durable; de développer la solidarité communautaire et de se donner les moyens de faire face en commun à d'éventuelles perturbations des approvisionnements, dans le cadre du marché intérieur et compte tenu du rôle de l'Union Européenne sur la scène internationale.

LES INSTRUMENTS POUR METTRE EN OEUVRE UNE POLITIQUE DE L'ÉNERGIE

Ayant défini l'objectif d'une politique communautaire de l'énergie et ayant précisé les domaines spécifiques de responsabilité communautaire, il convient de s'interroger sur l'existence ou non des moyens pour mettre en oeuvre cette politique. La démarche proposée consiste donc à passer en revue les instruments existants pour voir s'ils permettent d'aboutir au résultat recherché ou si des instruments spécifiques supplémentaires s'avèrent nécessaires. Les instruments existants sont, pour l'essentiel, les traités et leurs droits dérivés.

LE TRAITÉ CECA

Lors de la signature du traité CECA en 1951, le charbon constituait l'énergie dominant le marché en Europe. Cette situation s'est maintenue pendant quelques années, puis le rôle du charbon s'est progressivement réduit sous la pression des énergies concurrentes : le pétrole d'abord; l'énergie nucléaire ensuite; le gaz naturel enfin. Sous l'influence croissante des considérations environnementales, cette tendance à une limitation du recours au charbon ne peut que se poursuivre dans un avenir proche. Il n'empêche que ce sont les réserves mondiales de charbon qui ont l'espérance de vie la plus longue - et de loin - par rapport aux réserves des autres combustibles fossiles. Le charbon devrait donc, dans un avenir plus lointain, retrouver une place prépondérante dans notre approvisionnement en énergie.

Ce renversement de tendance ne pourra cependant se produire que si une politique délibérée peut être menée à cet effet. Celle-ci devrait comporter, à court terme, un effort d'information destiné à modifier l'image négative du charbon aux yeux de l'opinion publique. A plus long

terme, elle devra reposer sur la mise en œuvre, au niveau de la consommation, des technologies du charbon propre et, au niveau de la production, de technologies permettant l'extraction et le transport du charbon dans des conditions d'efficacité et de salubrité acceptables pour l'économie, la population et les travailleurs du secteur.

Le traité CECA a permis jusqu'ici de mener les politiques nécessaires en vue de favoriser la compétitivité du charbon communautaire, de stimuler les investissements nécessaires et de promouvoir les activités de recherche technique et sociale spécifiques à ce secteur. L'expiration du traité CECA en 2002, pose le problème du maintien de ces instruments incitatifs et promotionnels. Au-delà des dispositions qui pourront être remplacées par des dispositions correspondantes - et parfois mieux adaptées - du traité CE, la Commission examinera comment maintenir l'effet obtenu par les autres dispositions pertinentes du Traité CECA.

Ces dispositions spécifiques au charbon CECA comprennent principalement :

- les instruments statistiques, d'information et de prospective;
- les aspects relatifs aux concentrations industrielles;
- la recherche technique, sociale et de santé;
- le dialogue institutionnel entre producteurs, travailleurs et consommateurs.

Par ailleurs, le régime d'encadrement existant des aides nationales à la production charbonnière vient également à échéance en 2002. Il aura permis, pour une grande partie des productions nationales, de se rapprocher des prix du marché international. Les subventions, si elles sont maintenues, seront devenues plus transparentes grâce à leur budgétisation.

Un régime d'aides d'Etat pourrait être maintenu au-delà de 2002, grâce à un encadrement similaire, adopté sur la base du traité CE. Il pourrait dans ce cas être étendu à l'ensemble des combustibles solides, voire à d'autres formes d'énergie, telles que les énergies nouvelles et renouvelables.

LE TRAITÉ EURATOM

Le Traité Euratom signé en 1957 charge la Communauté de stimuler la formation et la croissance rapide des industries nucléaires. Ce n'est pas vraiment le traité, mais plutôt les crises politico-pétrolières de la fin des années 60 et de la décennie 70 qui ont véritablement stimulé le développement de l'énergie nucléaire. Celle-ci fut en effet considérée comme une source d'énergie alternative au pétrole, aux

caractéristiques proches d'une source nationale, surtout dans les pays dépourvus de ressources énergétiques naturelles.

Ainsi, la part de l'électricité nucléaire produite dans la Communauté s'est sensiblement accrue au cours de la décennie 80. Cette tendance à la croissance a commencé à se renverser suite à l'accident de Three Mile Island en 1979; le ralentissement s'est accentué après l'accident de Chernobyl en 1986. Ce changement de tendance résulte évidemment des craintes exprimées par l'opinion publique, à propos des conséquences radiologiques possibles d'accidents nucléaires. Elles ont conduit la plupart des Etats ayant mené des programmes électro-nucléaires à geler ceux-ci, de fait ou suite à un moratoire. Par ailleurs, une croissance moindre de la demande d'électricité, par rapport aux prévisions, a conduit d'autres Etats à ne pas revitaliser leurs programmes, vu les excédents de capacité de production dont ils disposaient.

Le consensus favorable au développement de l'industrie du nucléaire à usage civil dégagé en 1957, parmi les six pays fondateurs d'Euratom, n'est plus de mise aujourd'hui. Le choix électro-nucléaire appartient donc de fait à chacun des Etats membres. Dans ce contexte, il conviendrait de reconnaître que les Etats qui ont fait le choix nucléaire ont contribué à détendre le marché international du pétrole, ce qui indirectement a bénéficié à tous. Par ailleurs, les Etats membres qui ont développé la filière nucléaire sur leur territoire ont une responsabilité en matière de protection des populations qui dépasse ce seul territoire. Il convient donc qu'ils prennent en compte les préoccupations légitimes des Etats voisins. Ceci dit, l'ensemble de la Communauté doit être activement impliquée dans une meilleure assurance de la sûreté nucléaire dans les pays à l'Est de l'Europe et contribuer à la mise en place des infrastructures, des équipements et du savoir-faire nécessaires à cet effet.

En ce qui concerne plus particulièrement l'option nucléaire au sein de la Communauté, elle ne pourra rester ouverte que si son acceptabilité par l'opinion publique s'améliore. Ceci dépendra notamment des réponses que les autorités politiques pourront donner aux préoccupations existant en matière de sûreté nucléaire, de traitement des déchets et de non prolifération. Au-delà de la recherche et de la mise en œuvre des technologies appropriées, une campagne d'information et d'explication au public pourrait s'avérer utile. Une coopération active de nos industriels du cycle nucléaire avec les opérateurs des installations nucléaires en Europe centrale et orientale et dans la CEI s'impose également, notamment dans le domaine particulier de la sûreté.

LE TRAITÉ SUR L'UNION EUROPÉENNE

Le traité sur l'Union Européenne (TUE) entré en vigueur en 1993 reprend et développe l'essentiel des dispositions du traité CE signé en 1957. Le TUE comporte une série de dispositions qui, tout en ayant un caractère horizontal, s'appliquent également au secteur de l'énergie. Il s'agit notamment des dispositions concernant le marché intérieur, la libre circulation, le droit d'établissement, la concurrence, la politique commerciale, la fiscalité, la normalisation, la recherche et développement technologique, l'environnement, la protection des consommateurs, la cohésion économique et sociale, les accords internationaux. Dans le passé, ces différentes dispositions n'ont pas toujours été appliquées au secteur de l'énergie avec la même intensité qu'aux autres secteurs de l'économie⁸. Il devrait en aller autrement, à l'avenir.

La Communauté devrait faire aboutir le plus rapidement possible ses efforts en vue de mettre en oeuvre le marché intérieur dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Les programmes de démonstration de l'innovation technologique sont actuellement inclus dans le programme cadre de RDT. Un encadrement des aides d'Etat permet de contribuer au développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Il s'agit, là, d'exemples montrant que la politique de l'énergie s'inscrit mieux aujourd'hui parmi les autres politiques communautaires.

Cette tendance devrait se renforcer à l'avenir. Ainsi, la Commission réfléchit à la possibilité d'étendre les mandats donnés aux instituts européens de normalisation afin de permettre le développement de normes d'efficacité énergétique. Un plus grand rapprochement, voire une harmonisation de la fiscalité indirecte sur l'énergie seront également examinés. La recherche d'une meilleure transparence des prix ainsi que de conditions plus équilibrées et équitables de la concurrence sera poursuivie. Une harmonisation plus étendue des normes environnementales devrait être envisagée.

Au-delà de ces dispositions qui s'appliquent au système économique général, le TUE ne s'adresse pas de façon spécifique à l'énergie, sauf en ce qui concerne les réseaux transeuropéens et le droit laissé aux Etats membres de choisir entre les différentes sources d'énergie et la structure de leur bilan d'approvisionnement. Le TUE permet donc de stimuler le fonctionnement du marché de l'énergie par le

développement des réseaux de grand transport de gaz et d'électricité. Il permet également de préserver la diversité de l'approvisionnement en énergie et les choix faits par les Etats membres en fonction des ressources naturelles, des technologies ou des traditions existantes.

QUELS AUTRES INSTRUMENTS SONT NÉCESSAIRES ?

Les développements qui précèdent tendent à montrer que des instruments existent qui permettent d'agir, si nécessaire, sur différents aspects de la politique de l'énergie. Mais aucun de ces instruments ne permet d'assurer la cohérence des actions, ni entre les différentes sources d'énergie, ni entre les Etats membres. Or, le fonctionnement harmonieux et équitable du marché intérieur de l'énergie demande au moins une approche coordonnée des politiques énergétiques nationales. Par ailleurs, la mise en oeuvre de l'Union monétaire nécessite un effort de convergence des politiques économiques. L'énergie constituant une composante essentielle de l'économie, on doit s'interroger sur la possibilité de convergence réelle des économies sans convergence parallèle des politiques énergétiques.

Une première étape dans la direction d'une telle convergence consisterait à développer avec les Etats membres une analyse commune du marché de l'énergie et de ses perspectives d'avenir. Sur cette base, la Communauté pourrait se fixer des objectifs communs vers lesquels devraient converger les politiques énergétiques nationales. Une évaluation périodique des résultats permettrait d'identifier, le cas échéant, les actions complémentaires à mettre en oeuvre.

Les procédures de consultation avec tous les intervenants dans le secteur de l'énergie, mises en oeuvre lors de la préparation et pour le suivi du "livre vert" ont prouvé leur utilité. Il convient maintenant de réfléchir à la possibilité de formaliser ce processus en créant un comité consultatif pour l'énergie, de dimension limitée mais où seraient représentés les opérateurs, les consommateurs et les travailleurs du secteur de l'énergie. Ce comité d'experts pourrait utilement conseiller la Commission sur les éventuelles initiatives à prendre, sur les aspects techniques des propositions en préparation et sur la manière de mettre celles-ci en oeuvre, après leur adoption par les Institutions communautaires. Le rôle de conseil et d'accompagnement de ce comité serait donc tout à fait distinct du rôle institutionnel confié par le traité au Comité économique et social.

⁸ Ceci s'explique sans doute par les craintes survenues à la suite des différents chocs pétroliers subis par l'économie européenne dans les années '70.

Dans le courant de 1996, la Commission fera des propositions pour la mise en place de ces instruments d'analyse, de convergence et de consultation, si les premiers débats autour du "livre blanc" confirment l'intérêt pour une telle approche des acteurs les plus concernés : Institutions communautaires, Etats membres et intervenants sur le marché de l'énergie.

CONCLUSION

Le "livre blanc" adopté par la Commission le 13 décembre 1995, fournit la base nécessaire pour une réflexion approfondie sur l'avenir de la politique communautaire de l'énergie, y compris ses objectifs, les instruments de sa mise en oeuvre, son cadre institutionnel et ses conséquences pour les autres politiques communautaires.

C'est dans le cadre du débat inter-Institutionnel à entreprendre sur ce document que la Communauté devra se déterminer sur la méthode la plus appropriée

pour favoriser le développement d'une politique communautaire de l'énergie.

L'extension progressive des responsabilités de la Communauté européenne touchant au domaine de l'énergie indique qu'il ne s'agit plus aujourd'hui d'une simple compétence nationale, bien qu'il ne s'agisse pas encore d'une stricte compétence communautaire. La politique de l'énergie constitue plutôt, aujourd'hui une compétence partagée par la Communauté et ses Etats membres.

A ce titre, conformément à la jurisprudence de la Cour de Justice des CE, il conviendra que la Commission et les Etats membres fixent la procédure selon laquelle ils pourront dégager, à l'avenir, des positions communes dans le domaine de l'énergie. Cette procédure pourra être inscrite dans le TUE révisé; elle pourrait aussi faire l'objet d'un acte législatif de droit dérivé, fondé sur les traités actuels. Il appartiendra à la Conférence Intergouvernementale de 1996 d'en décider. □

CONTRIBUTION EUROPÉENNE À L'ÉLIMINATION DES SURPLUS DE PLUTONIUM MILITAIRE RUSSE

Albert Decressin et Jean-Paul Lehmann, DG XVII
Unité "Energie nucléaire"

Le Centre International pour la Science et la Technologie (CIST) a décidé de financer une étude de faisabilité sur l'utilisation du plutonium d'origine militaire ou civile comme combustible dans les centrales électriques nucléaires.

Au cours de sa réunion trimestrielle du 30 juin 1995, le Conseil d'Administration du CIST a décidé de financer 27 nouveaux projets pour un montant de près de 6 millions d'écus. Parmi ceux-ci le projet n° 369 avait été initié par la DG XVII.

Le Centre International pour la Science et la Technologie est une organisation intergouvernementale fondée par un accord international pour développer, approuver, financer et contrôler des projets scientifiques et technologiques ayant les objectifs suivants :

- ◆ fournir aux scientifiques et ingénieurs de l'armement de Russie et des autres Etats de la CEI intéressés des occasions de réorienter leur expérience vers des activités pacifiques;
- ◆ contribuer ainsi à la transition vers l'économie de marché correspondant aux besoins civils;
- ◆ soutenir la recherche fondamentale et appliquée, et le développement technologique, pour des objectifs pacifiques;
- ◆ promouvoir l'intégration des scientifiques et ingénieurs de Russie et d'autres Etats de la CEI dans la Communauté scientifique et technologique internationale.

Pour atteindre ces objectifs, le CIST aide au jumelage d'anciens scientifiques et ingénieurs de l'armement de Russie et d'autres Etats de la CEI avec des collègues étrangers ayant des intérêts similaires dans la recherche et le développement de projets pacifiques. Les signataires de l'accord instituant le CIST sont actuellement l'Union européenne, le Japon, la

Fédération russe, les Etats-Unis d'Amérique et la République de Géorgie. Le CIST fonctionne avec trois organes administratifs: le Conseil d'Administration, le Comité scientifique consultatif, le Secrétariat qui est basé à Moscou et animé par un Directeur exécutif.

Outre les participants des pays énumérés ci-dessus, des représentants d'Arménie, Biélorussie et Kirghizie ont assisté à la réunion du 30 juin 1995; le Kazakhstan va également rejoindre l'organisation. Les 27 nouveaux projets approuvés au cours de la réunion vont mobiliser 1 300 scientifiques et ingénieurs provenant des secteurs de l'armement A.B.C. (atomique, biologique, chimique) et de la technologie des missiles, vers des programmes civils:

- contrôle des matières nucléaires
- développement des bases de données sur les produits chimiques dangereux
- sûreté des réacteurs nucléaires
- transport et stockage des matières dangereuses
- technologies de recyclage
- recherche sur la fusion magnétique
- développement des utilisations pacifiques du laser
- décontamination des sols
- développement des pesticides
- nouvelles technologies pour la production d'électricité
- fabrication de médicaments.

Les nouveaux projets approuvés portent à 9 500 le nombre total des scientifiques soutenus par le CIST, à 157 le nombre total de projets subventionnés, et à plus de 50 millions d'écus le montant total de l'aide.

RÉUTILISATION DU PLUTONIUM

Lors de la mise en place, au début de 1994, du CIST, la DG XVII avait pris l'initiative de proposer, parmi

d'autres études, le projet "n° CIST/S69-p" relatif à la "Faisabilité technique et économique de l'utilisation du plutonium de qualité nucléaire et civile comme combustible dans les centrales électronucléaires". Promoteur du projet, la DG XVII avait reçu un accueil favorable de la part de certains Etats membres de l'Union européenne engagés dans ce domaine technologique (B, D, F, UK), et elle avait remis pour examen une esquisse de l'étude au Ministère russe de l'Energie Atomique (Minatom) avec lequel elle entretient des relations suivies. La DG XVII avait alors impliqué les services de la DG IA (Relations extérieures) et de la DG XII (Science, Recherche et Développement) dans le processus de maturation du projet. L'aboutissement de cette démarche initiée par la Commission a été la soumission officielle par Minatom du projet n° 369 et son approbation par le Conseil d'Administration du CIST.

ENJEUX POLITIQUES ET TECHNOLOGIQUES

La réalisation de cette étude répond à une préoccupation majeure pour l'Union européenne comme pour la Fédération Russe. Eu égard à la politique de désarmement et de non-prolifération, l'Union européenne a un intérêt vital à l'élimination aussi rapide que possible des stocks de plutonium militaire russe: leur recyclage dans les centrales électronucléaires existant en Russie constitueraient la solution la plus rapide et la plus économique. La Fédération russe a confirmé à maintes reprises qu'elle considère le plutonium comme une source précieuse d'énergie pour son peuple. Les plans russes se sont concentrés jusqu'à présent sur le recyclage du plutonium dans des réacteurs à neutrons rapides existant, comme le BN-600 de Beloyarsk (Sibérie) et le BN-350 de Schvevchenko (Kazakhstan), ou à construire en série, comme le BN-800 qui n'en est qu'à l'état de projet. Les centres de recherche russes ont commencé à étudier l'utilisation de combustible à base d'oxyde mixte d'uranium et de plutonium (dit combustible "mox") dans les réacteurs à eau légère VVER-1000 construits sur une technologie voisine de celle mise en oeuvre dans les PWR (REP) en service dans plusieurs Etats membres de l'Union européenne (B, D, E, SF, F, UK, NL, S). La Russie dispose actuellement de sept réacteurs VVER-1000 en service à Balakovo, Kalinin et Novovoronezh, et de sept autres en construction, sans parler de ceux qui fonctionnent dans un pays voisin.

L'industrie nucléaire de l'Union européenne se situe, à l'échelle mondiale, à la pointe du développement industriel et de l'exploitation commerciale de la technologie du combustible "mox" dans les réacteurs à eau légère pressurisée; elle est la mieux placée pour

orienter l'utilisation d'un tel combustible dans les VVER-1000.

Les industriels des Etats membres engagés dans les technologies du recyclage du plutonium non seulement se sont montrés intéressés dès le lancement du projet n° 369, mais encore ont exprimé par écrit à la direction du CIST leur volonté de collaborer et d'appuyer leurs collègues russes tout au long de l'exécution de l'étude.

ACTEURS DE L'ÉTUDE

Minatom a désigné sept institutions de recherche russes pour mener à bien l'étude de faisabilité concernée et a investi l'un d'entre eux de la responsabilité de diriger et coordonner les travaux: l'Institut de physique et d'ingénierie énergétique (IPPE) basé à Obninsk.

Les autres participants sont: l'Institut de recherche des technologies énergétiques (Saint-Petersbourg), l'Institut "Bochvar" de recherche des matériaux inorganiques (Moscou), le Bureau d'études spéciales "Gidropress" (Podolsk), l'Institut du radium "Khlopin" (Saint-Petersbourg), le Bureau d'études expérimentales de machinerie (Nizhny-Novgorod) et l'Institut gouvernemental de projet spécialisé (Moscou).

Du côté de l'Union européenne, les industriels du nucléaire qui ont accepté de collaborer au projet sont: Belgonucléaire (Belgique), Cogéma, CEA, Framatome (France), BNFL (Royaume-Uni) et Siemens AEG (Allemagne).

DÉROULEMENT DU PROGRAMME

L'étude de faisabilité repose sur une analyse systématique comparant les paramètres technico-économiques de différents scénarios envisageables pour l'utilisation du plutonium de qualité militaire ou civile dans:

- des réacteurs à neutrons rapides à construire sur un site unique avec les installations du cycle du combustible corresponsantes;
- les réacteurs à eau légère pressurisée en service (VVER) chargés partiellement en combustible "mox";
- des réacteurs à eau légère pressurisée modifiés pour accepter une charge à 100 % de combustible "mox".

Le programme se déroulera en deux phases successives d'une durée d'un an chacune:

- *Phase I*: Caractérisation des principaux paramètres des combustibles, y compris les exigences de sûreté les plus contraignantes. Calcul des investissements

et des coûts opératoires pour les étapes successives d'utilisation du plutonium dans les réacteurs et dans les installations du cycle du combustible et de stockage.

-
- *Phase 2*: Analyse comparative systématique, selon une méthodologie uniforme, des différents scénarios envisageables pour chiffrer leur efficacité économique. Evaluation de l'impact sur l'environnement sous l'angle de la radioprotection et de la gestion des déchets, et de la résistance au détournement des matières nucléaires.

MOYENS MIS EN OEUVRE

Les ressources humaines auxquelles auront recours les sept instituts russes de recherche énumérés ci-dessus représentent 1 300 hommes x mois, soit donc en moyenne une cinquantaine de chercheurs. Les données de base seront établies à partir de calculs neutroniques utilisant les codes de bilans énergétiques et isotopiques les plus performants; de même la faisabilité technico-économique des scénarios à comparer mettra en oeuvre des modélisations mathématiques élaborées. Les instituts de recherche mettront donc à disposition du projet leurs banques de données, leurs logiciels, et leurs moyens informatiques. Les moyens financiers mobilisés pour l'exécution du projet s'élèvent à près de 450 milliers d'écus qui seront fournis par l'Union européenne. Les deux tiers du budget serviront à couvrir les frais de personnel et environ la moitié de ce budget reviendra à l'IPPE, institut chef de file du projet.

La conduite du projet sera pilotée par un comité commun d'organisation composé d'experts de la

Fédération russe et de l'Union européenne; ce comité se réunira une fois par semestre alternativement en Russie et dans un Etat membre de l'Union.

Des rapports d'avancement des travaux seront établis sur une base trimestrielle, ainsi que des rapports intérimaires sectoriels (réacteurs rapides, réacteurs à eau légère, cycle du combustible, analyse comparative) et évidemment un rapport de fin d'étude. Les résultats de l'étude seront en outre publiés dans la presse spécialisée nationale et internationale, et à l'occasion de colloques scientifiques internationaux.

ETUDE AUX CONSÉQUENCES DÉTERMINANTES

L'étude est appelée à représenter une référence indispensable dans le processus de décision relatif aux questions de désarmement nucléaire, puisqu'elle fournira un outil d'évaluation des utilisations possibles du plutonium en prenant en compte des considérations de non-prolifération, protection de l'environnement, sûreté nucléaire et faisabilité technico-économique.

Ses résultats permettront en outre d'orienter des projets de recherche et développement, et d'identifier des domaines de coopération entre la Russie et les pays de l'Union européenne ayant une compétence industrielle dans le domaine concerné.

Le projet s'inscrit donc dans la ligne politique et économique internationale telle qu'elle est tracée pour l'avenir, les pays occidentaux s'engageant sur la voie de l'utilisation pacifique des matières fissiles militaires afin d'en minimiser les risques de détournement. ▀

L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ ET SES PERSPECTIVES DANS LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE

Communication de la Commission

AVANT-PROPOS
par Ramón de Miguel
ancien Directeur général de l'Énergie¹

Au niveau de l'Union européenne, les derniers mois ont vu se dérouler de vastes consultations précédant l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie. Le résultat de ces consultations est une proposition qui définit les trois grands piliers de la politique de l'énergie de l'Union: compétitivité généralisée, sécurité de l'approvisionnement en énergie et protection de l'environnement. La clé du succès d'une politique européenne de l'énergie est l'établissement d'un équilibre adéquat entre ces trois éléments. Le gaz naturel apporte une contribution vitale dans chacun de ces trois domaines essentiels. Il stimule la compétitivité industrielle, qui en a bien besoin, constitue un élément de diversification croissante de l'approvisionnement de l'Europe en énergie, et contribue à rendre l'environnement plus propre.

Étant donné sa croissance rapide, on peut dire que le gaz naturel est à présent arrivé à maturité. Il n'est plus le dernier né des énergies utilisées en Europe, il couvre environ un cinquième des besoins énergétiques totaux de l'Europe, et cette part devrait passer à

environ un quart d'ici à l'an 2010. L'acquisition de la maturité entraîne davantage de responsabilités, et il en va également ainsi dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement. Ce n'est pas seulement la taille relative du marché du gaz naturel qui augmente, mais aussi la part de l'approvisionnement en gaz qui provient de l'extérieur de l'Union.

*Le document présenté dans ce numéro spécial d'Énergie en Europe est la communication de la Commission sur l'approvisionnement en gaz et ses perspectives dans la Communauté européenne² et a été préparé par l'unité "Gaz" de la direction "Énergies fossiles" au sein de la DG XVII. Il s'agit d'un rapport important qui évalue les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande de gaz naturel en Europe, les développements possibles du marché et leur incidence sur la sécurité d'approvisionnement, et examine enfin la sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'Europe, en avançant différentes idées pour améliorer la situation dans les années à venir. Le document met avant tout l'accent sur la nécessité de renforcer la coopération au niveau de l'Union afin d'exploiter à plein la valeur ajoutée qu'apporte la dimension européenne. Nous avons décidé de publier le document dans *Energy in Europe* afin de le*

¹ M. de Miguel a été nommé Secrétaire d'Etat aux Affaires européennes dans le Gouvernement espagnol au printemps 1996.

² COM(95) 478 final.

porter à la connaissance d'un public plus large.

La communication représente le départ et non l'aboutissement du processus de renforcement de la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe. Les États membres et la Commission vont en discuter de manière approfondie et en tireront des conclusions au niveau ministériel, au sein du Conseil énergie. Parallèlement, le travail commencera sur la base de la plateforme offerte par le document, en consultation avec les États membres, le secteur gazier et les autres parties concernées. Le but commun sera d'explorer et de développer les idées avancées dans la communication, et de travailler ensemble à l'élaboration de principes directeurs qui renforceront la sécurité de l'approvisionnement en gaz, pour le bien commun de tous les citoyens européens.

SYNTHÈSE

INTRODUCTION

1. Le gaz naturel étend sa part du marché dans pratiquement tous les États membres. Sa quote-part dans le bilan énergétique global de la CE passera vraisemblablement d'environ 19 % aujourd'hui à quelque 26 % en 2010. En même temps, comme la production indigène communautaire décline, la dépendance de la CE à l'égard des importations en provenance des pays tiers risque d'augmenter sensiblement pour passer de près de 40 % aujourd'hui à environ 60 % en 2010 et peut-être à 75 % en 2020. En outre, la situation politique incertaine chez certains grands fournisseurs de la CE suscite quelque inquiétude.

2. L'industrie communautaire du gaz naturel possède un passé exemplaire dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement. Il n'y a aucune raison de croire que cela changera. Les États membres sont responsables de cette sécurité au niveau national et la Communauté européenne l'est au niveau communautaire, particulièrement en ce qui concerne le marché unique.

3. La présente communication fait partie du cadre exposé dans le Livre vert³ puis dans le Livre blanc⁴ de la Commission, où la sécurité d'approvisionnement est désignée comme un des trois piliers de la politique énergétique commune. Elle ne cherche nullement à préjuger de l'évolution ultérieure du cadre juridique régissant d'autres aspects de cette politique, comme le marché intérieur de l'énergie et les réseaux transeuropéens, mais elle aidera à éclairer le débat sur ces questions.

4. L'objectif de cette communication est double : fournir une base de discussion concernant l'orientation future du secteur gazier de la Communauté; et examiner la question de la sécurité d'approvisionnement et évaluer ce que la CE peut faire pour renforcer cette sécurité fort avant dans le XXI^e siècle.

5. Le document est divisé en trois chapitres principaux. Le premier considère les perspectives de l'offre et de la demande de gaz d'ici à 2020, les déficits d'approvisionnement qui se dessinent et la question cruciale des relations extérieures. Le deuxième examine certains développements du marché sous l'angle de leur effet possible sur la sécurité d'approvisionnement. Enfin, le troisième chapitre considère les mesures de sécurité en vigueur dans l'industrie gazière et évalue leur efficacité en cas de manque importante en approvisionnement. La présente communication n'exercera aucun effet sur le budget de la Communauté.

6. L'Agence internationale de l'énergie a récemment effectué une étude concernant la sécurité de l'approvisionnement de gaz sur les trois principaux marchés régionaux de l'OCDE, à savoir l'Europe de l'OCDE, l'Amérique du Nord et les pays du Pacifique membres de l'OCDE. Cette étude montre que des différences substantielles séparent ces trois marchés du point de vue de l'offre et de la demande de gaz comme du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Toute conclusion spécifique à la CE passe nécessairement par une analyse détaillée de la situation européenne du genre de celle que contient ce document.

7. La présente communication a été élaborée en consultant largement le secteur industriel, les sociétés gazières et Eurogas, ainsi que les États membres. Ces consultations ont permis de rehausser la valeur du document final.

³ COM(94) 659final, 11.12.95, publié en Supplément spécial dans *Energy in Europe*, Janvier 1995

⁴ COM(95) 682, 13.12.95, publié en Supplément spécial dans *Energy in Europe*, Janvier 1996

PERSPECTIVES DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

8. Les fournitures de gaz garanties par contrat sont largement suffisantes pour couvrir la demande attendue en l'an 2000. En admettant que les contrats existants soient prolongés, les approvisionnements correspondants sont actuellement insuffisants d'environ 20 % pour satisfaire la demande prévue en 2010. De nouveaux contrats dépassant le volume total de gaz actuellement consommé dans la CE seront nécessaires pour faire face à la demande prévue en 2020.

9. Cependant, les approvisionnements internes et externes potentiellement à portée de la CE sont abondants et suffisants pour satisfaire la demande fort avant dans le siècle prochain. Le supplément de fournitures viendra très probablement des trois principales sources extérieures, à savoir la Russie, la Norvège et l'Algérie. Toutes trois ont des projets importants en vue d'augmenter sensiblement leurs exportations de gaz vers la CE.

10. Les ressources supplémentaires de gaz accessibles à la Communauté, entre autres au Moyen-Orient et en Asie centrale, ne manquent pas; seulement, elles devront être mises en valeur puis transportées par gazoduc ou méthanier sur de longues distances avec tout ce que cela implique pour les coûts et, dans le cas des gazoducs, avec tous les problèmes que peut poser le transit. À long terme, ces facteurs pourraient peser sur les prix, qui risquent à leur tour de ralentir le taux d'accroissement de la demande.

RELATIONS EXTÉRIEURES

11. La CE discute actuellement des stratégies pour le développement des relations étroites avec certains producteurs d'énergie importants dans la ex-Union Soviétique, et des questions comme les conditions d'accès aux produits énergétiques et la construction des points d'exportation constituent partie du dialogue avec ces pays. Le traité sur la Charte européenne de l'énergie fournit un cadre significatif tendant à encourager le commerce et la coopération est-ouest dans le secteur du gaz avec les pays fournisseurs actuels et potentiels. La construction d'un cadre similaire au sud ou l'extension du processus de la charte à d'autres fournisseurs régionaux à l'initiative de la Conférence de la Charte de l'énergie pourrait renforcer la sécurité d'approvisionnement. La prochaine conférence euro-méditerranéenne offre une occasion de franchir un pas supplémentaire dans cette direction.

12. Le dialogue consommateurs-producteurs fournit un autre cadre capable de promouvoir un renforcement des liens avec les fournisseurs. La dépendance croissante de la CE vis-à-vis des importations et la nécessité

stratégique pour elle de resserrer ses liens avec ses fournisseurs extérieurs devraient éclairer et motiver une politique des relations extérieures avec ces pays. Les programmes communautaires de coopération et d'assistance technique, comme par exemple TACIS, PHARE et les programmes Méditerranéens dans le domaine de l'énergie doivent être de plus en plus régis par ces impératifs stratégiques.

13. Les pays d'Europe centrale et orientale éprouvent de graves difficultés dans le secteur du gaz, dont la moindre n'est pas un approvisionnement précaire dû essentiellement au fait qu'ils dépendent d'un fournisseur unique. Ces pays se tourneront vers la Communauté pour accroître leurs échanges, la coopération, leur intégration et la diversification de leur approvisionnement, particulièrement dans la perspective d'une adhésion.

ÉVOLUTION DU MARCHÉ

14. Ces dernières années est apparue une tendance à l'intégration verticale dans la filière gazière, particulièrement sous la forme d'investissements en aval de la part de certains fournisseurs extérieurs. Cette évolution doit être accueillie favorablement car elle démontre un engagement accru de ces fournisseurs sur les marchés communautaires et constitue un facteur de stabilité et de sécurité. En même temps, il faut cependant que la diversité des fournisseurs soit assurée.

15. Le gaz est favorisé par plusieurs avantages économiques dans la production d'électricité. Il possède aussi des atouts écologiques importants en tant que substitut d'autres combustibles fossiles. Ce débouché, qui représente actuellement près d'un tiers de la consommation totale de gaz de la CE, pourrait donc contribuer pour plus de 50 % à l'augmentation de celle-ci d'ici à 2010. L'accroissement de la demande de gaz dans le secteur électrique et la nécessité de réduire les coûts peuvent encourager de nouveaux liens directs entre les producteurs d'électricité et de gaz, ainsi que de nouvelles formules de tarification tenant compte du fait que le charbon est le principal concurrent du gaz sur ce marché; parallèlement, la croissance des marchés gaziers permettra l'apparition de nouveaux concepts de fixation des prix.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT COMMUNAUTAIRE À COURT TERME

16. On estime qu'à l'heure actuelle, la CE pourrait résister à une interruption des livraisons de ses principaux fournisseurs hors-OCDE, c'est-à-dire la Russie et l'Algérie, pendant une période de 9 mois et de 20 mois respectivement. Même si des manques d'approvisionnement des deux sources produisaient

simultanément, la période de sécurité atteindrait près de 5 mois. Une coopération transfrontalière totale entre les industries gazières des États membres dans l'application des mesures de sauvegarde en vigueur est indispensable pour assurer ce niveau de sécurité.

17. Cependant, la situation de l'approvisionnement en gaz diffère considérablement entre les États membres du point de vue de la part de ce combustible dans la consommation d'énergie primaire, de la production intérieure, de la diversification des importations, du degré d'intégration au réseau européen, du volume et des caractéristiques des stocks, de la segmentation du marché, de la proportion des fournitures interruptibles et des capacités convertibles, des terminaux de GNL et de l'entraide transfrontalière avec d'autres sociétés gazières. Les mesures de sécurité prises au niveau national varient en fonction de ces situations très différentes au plan de l'offre et de la demande.

18. L'exploitation de la dimension communautaire renforce la sécurité de l'approvisionnement. Les sociétés gazières de la CE coopèrent déjà grâce à des accords d'entraide transfrontaliers basés sur des considérations commerciales. Parmi les éléments d'une politique de coopération communautaire capable de réduire les effets sur les consommateurs d'une rupture d'approvisionnement importante figure l'application d'un éventail de mesures. Ces dispositions comprennent la réduction de la demande par le biais des contrats interruptibles, l'assouplissement de l'offre au plan de la production nationale et des importations en provenance d'autres pays producteurs de la CE et l'utilisation des stocks disponibles dans un cadre communautaire. Appliquées de concert, ces mesures augmentent le gaz disponible pour les échanges intérieurs au sein de la CE car la diversité des importations de celle-ci dépasse celle des États membres pris individuellement.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT COMMUNAUTAIRE À LONG TERME ET INTÉGRATION DES RÉSEAUX

19. L'intégration du réseau gazier de la CE étant une condition sine qua non de l'exploitation complète des mesures de sécurité susmentionnées, l'interconnexion de ce système est cruciale pour obtenir et assurer un niveau de sécurité approprié.

20. Même si le réseau communautaire est largement intégré grâce à l'accomplissement de l'industrie européenne du gaz, plusieurs interconnexions supplémentaires pourraient améliorer la sécurité. Quatre-vingts pour cent des réserves européennes de gaz sont situées en mer du Nord et aux Pays-Bas. Les projets de gazoduc reliant la mer du Nord au continent ainsi que les interconnexions continentales entre

plusieurs États membres entraîneront une amélioration décisive de la capacité de débit des approvisionnements de la mer du Nord et néerlandais dans l'éventualité d'un tarissement des fournitures russes ou algériennes.

21. En cas de manque en approvisionnements importante, les États membres les plus vulnérables seraient la Finlande (coupure russe), la Grèce (idem) et le Portugal (coupure algérienne). Cependant, la Grèce est en train de construire des installations de GNL qui donneront un précieux coup de pouce à sa sécurité tandis que le problème est partiellement compensé en Finlande par ses capacités convertibles. Le Portugal est peut-être capable de supporter une interruption des livraisons algériennes sans installations de GNL, mais uniquement si la nouvelle interconnexion prévue avec l'Espagne est achevée et la capacité du réseau principal français augmentée. À long terme, une solution pour la Finlande consisterait à se connecter au réseau suédois dans le contexte du développement des marchés nordiques et tout développement éventuel des sources gazières de la Mer des Barents.

22. L'Espagne (coupure algérienne), l'Autriche (coupure russe) et l'Italie (dans un cas comme dans l'autre) seraient vulnérables aussi, mais moins. Cependant, si les interconnexions mentionnées au point 5.3.1. sont construites et si l'on utilise efficacement tous les instruments d'équilibrage des charges, les possibilités d'échange et les inversions de circulation, ainsi que l'alternative du GNL dans le cas de l'Italie et de l'Espagne, ces pays pourraient affronter la pénurie pendant un laps de temps considérable.

23. Dans le pire des scénarios et dans l'éventualité peu probable d'une rupture simultanée des approvisionnements russes et algériens, l'Espagne, l'Italie et l'Autriche seraient beaucoup plus menacées. En outre, la Belgique et la France pourraient également l'être, surtout si les interconnexions évoquées ci-dessus font défaut.

RÉSEAUX GAZIERS TRANSEUROPEENS

24. Certaines de ces interconnexions stratégiques sont des projets d'intérêt commun ou prioritaires du programme concernant les réseaux transeuropéens d'énergie. Le développement de la politique des RTE permettra d'étendre la liste des projets d'intérêt commun afin d'y inclure, vu le changement des conditions du marché, quelques-uns des "chaînes manquants" du réseau de gazoducs et des projets de stockage définis dans le présent rapport comprenant les besoins des États Membres les plus vulnérables et de renforcer ainsi la sécurité d'approvisionnement de la Communauté Européenne.

STOCKAGE ET FOURNITURES INTERRUPTIBLES

25. Étant donné le temps nécessaire pour aménager de nouvelles capacités de stockage souterrain, il convient d'entreprendre une analyse du coût et des avantages de la création d'un potentiel supplémentaire en vue de faire face à la demande accrue, à la perte de souplesse résultant du déclin de la production communautaire et à la dépendance accrue de la Communauté européenne vis-à-vis des pays tiers. Cette mesure est particulièrement importante pour les États membres dont le marché gazier est moins mûr.

26. Bien que l'on dispose de chiffres globaux, des études approfondies s'imposent au sujet du volume réel des fournitures interruptibles dans le secteur industriel et dans la production d'électricité parmi les États membres afin de déterminer le niveau d'interruptibilité effectif et les implications pour la sécurité d'approvisionnement dans l'éventualité d'une crise importante.

27. Les compagnies gazières ou électriques pourraient se partager l'énergie en période de pénurie car il est rarissime que des crêtes se produisent simultanément pour le gaz et l'électricité dans toute la Communauté européenne. Avec l'augmentation potentielle importante du facteur de charge interruptible, cet instrument pourrait sensiblement réduire la vulnérabilité à long terme de presque tous les États membres.

COOPÉRATION COMMUNAUTAIRE

28. Il faut s'efforcer de rassurer autant que possible la coopération européenne en cas de crise majeure. Un certain nombre d'idées pourraient être développées dans ce contexte. Une des solutions envisageable serait de convenir des objectifs de sécurité pour les États Membres qui seraient différenciés si l'objectif global de sécurité est assuré et si un degré adéquat de partage de la charge existe. Les objectifs de sécurité pourraient être établis grâce à une combinaison optimale des mesures de sauvegarde disponibles chez chacun, y compris le renforcement de la coopération transfrontalière.

29. Même si la sécurité d'approvisionnement ne pose pas de gros problème pour le moment, la complaisance n'est pas de mise. Des instructions de crise pourraient être élaborées au niveau de la Communauté européenne afin de définir un langage commun et des priorités d'intervention à mettre en œuvre en cas de perturbation grave des livraisons de gaz.

30. Il faut continuer l'analyse approfondie de l'évolution de la balance entre tous les facteurs qui affectent la sécurité d'approvisionnement en gaz au niveau de la

Communauté européenne et des États Membres. Celle-ci devrait prendre en compte les coûts et les bénéfices des diverses options et couvrir non seulement les développements du côté de l'approvisionnement mais aussi l'implémentation des RTE, l'achèvement du Marché Interne de l'Énergie et les développements aux relations extérieures comme la Charte de l'Énergie.

CONCLUSIONS

A la lumière de l'analyse exposée dans la présente communication, la Commission invite le Conseil à noter et à approuver les conclusions suivantes :

1. Les marchés du gaz étant fondamentalement régionaux, la sécurité d'approvisionnement de la CE ne peut être évaluée correctement que sur la base d'analyses approfondies de la situation gazière spécifique à la région européenne.

2. La sécurité d'approvisionnement en gaz ne pose pas de problème immédiat au niveau communautaire bien qu'il y ait des différences importantes à cet égard entre les États membres. L'arsenal des mesures de sécurité élaborées par l'industrie gazière européenne (interconnexion des réseaux, stockage, souplesse de la production, contrats interruptibles et accords transfrontaliers) varie de l'un à l'autre. Cependant, la coopération communautaire permettrait de synchroniser ces dispositions en exploitant au maximum la souplesse du réseau, et donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement européenne.

3. La Communauté deviendra progressivement plus dépendante de l'extérieur au cours de la période considérée et une grande part de ses fournitures supplémentaires proviendra de pays non membres de l'OCDE. La pénurie ne menace pas les réserves dont elle peut disposer pour faire face à l'augmentation sensible de la consommation qui est attendue à partir du siècle prochain, mais les approvisionnements supplémentaires commercialisables à un prix économique proviendront très vraisemblablement de ses trois principaux fournisseurs extérieurs actuels, à savoir la Russie, la Norvège et l'Algérie. Si de nouveaux fournisseurs apparaissaient, il s'agirait également de pays tiers et de plus en plus distants de l'Europe.

4. L'accomplissement du Marché Interne de l'Énergie facilitera l'intégration des marchés gaziers et renforcera en conséquence la sécurité d'approvisionnement en gaz. La coopération et la solidarité au niveau européen donneront un signal aux fournisseurs et aux pays de transit extérieurs tout en fournissant de nouvelles assurances aux consommateurs actuels et potentiels de la CE; elles renforceront donc la position de la Communauté en matière de sécurité. Cette évolution

accentuera les réactions concertées aux difficultés d'approvisionnement, perpétuera et améliorera l'image de combustible fiable du gaz naturel, facilitera la réalisation des grands projets nécessaires pour alimenter les marchés européens dans les années à venir et aura un effet dissuasif sur les manques d'approvisionnement éventuels.

5. La souplesse du réseau gazier communautaire rehaussé par le développement des RTE doit être surveillée régulièrement et renforcée au besoin afin que, à terme, un éventuel manque des fournitures puisse être affronté dans le cadre du grand marché communautaire intégré de l'énergie.

La Commission examinera les questions soulevées dans la présente communication avec les États membres, le secteur du gaz, et autres organisations intéressées, surveillera de près les développements qui influent sur la sécurité gazière à l'intérieur et à l'extérieur de la CE et fera à nouveau rapport au Conseil ultérieurement.

ÉTAT ACTUEL ET PERSPECTIVES DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE ET DES RELATIONS EXTÉRIEURES DANS LE DOMAINE DU GAZ AU SEIN DE LA CE

Le tableau ci-dessous résume les tendances de l'offre et de la demande communautaires de gaz dans les années à venir.

	1994	2000	2010	2020
1. Demande (Mtep)	254	311/320	392/411	432/496
2. Production intérieure (%)	61	56	41	25/32
3. Dépendance à l'égard des importations (%)	39	44	59	68/75

(Source : voir tableaux suivants)

ÉVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE GAZ CES DIX DERNIÈRES ANNÉES.

De 1985 à 1994, la consommation communautaire de gaz naturel a fortement augmenté puisqu'elle est passée de 184 à 254 Mtep, soit un accroissement de plus de 38 %. La part de ce combustible dans la demande d'énergie totale de la CE atteint actuellement environ 19 %.

La production intérieure est passée de 126 à 157 Mtep, soit une hausse de 25 %. Elle a donc crû plus lentement que la demande; ce déséquilibre a été compensé par des importations en provenance principalement de trois

fournisseurs extérieurs: l'Algérie, la Norvège et la Russie. Les importations ayant augmenté de 62 % (de 61 à 100 Mtep), la dépendance vis-à-vis des tiers est donc passée de 33 % à près de 40 % au cours de la période considérée.

Les livraisons en provenance de la Russie ont augmenté de 150 % (de 21 à 53 Mtep) et ont couvert 80 % de l'augmentation des besoins d'approvisionnement extérieur. En 1985, la CE dépendait de la Russie pour 34 % de ses importations totales de gaz; en 1994, ce taux a augmenté de plus d'un tiers pour atteindre 52 %. Les fournitures en provenance de l'Algérie ont crû de près de 35 % (de 17 à 23 Mtep), soit à peu près au même rythme que la demande communautaire. La dépendance de la CE à l'égard des importations algériennes a légèrement diminué pendant la décennie considérée, retombant de 28 % à environ 25 %.

Les importations en provenance de la Norvège ont augmenté de 5 % seulement (de 22 à 23 Mtep). La contribution norvégienne à l'approvisionnement de la CE a diminué en termes relatifs, passant de 36 % en 1985 à 25 % en 1994.

ÉTAT ACTUEL DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

En 1994, la demande totale de gaz naturel au sein de la CE a atteint 254 Mtep. L'Allemagne et le Royaume-Uni sont les principaux consommateurs (environ 60 Mtep chacun); l'Italie, les Pays-Bas et la France consomment 30 à 40 Mtep chacun tandis que la Belgique, l'Espagne, le Danemark, l'Irlande, l'Autriche, la Finlande et la Suède absorbent chacun moins de 10 Mtep. La consommation luxembourgeoise ne dépasse pas 0,4 Mtep, tandis que la Grèce et le Portugal prévoient seulement d'introduire le gaz naturel dans les années à venir.

La part du gaz naturel dans le bilan énergétique global de la CE était d'environ 19 % en 1994. Le taux de pénétration de ce combustible est le plus élevé aux Pays-Bas (49 %); vient ensuite un groupe de pays (Italie, Royaume-Uni, Irlande, Belgique, Allemagne et Autriche) où il se situe autour de la moyenne communautaire. La France, le Danemark et la Finlande sont en dessous de cette moyenne, tandis que le Luxembourg, l'Espagne et la Suède en sont très éloignés.

Les réserves prouvées de gaz naturel de la CE sont actuellement estimées à quelque 3 360 Mtep (voir tableau suivant); elles pourraient néanmoins augmenter grâce à des nouvelles découvertes et des méthodes d'exploration et de production perfectionnées. Les Pays-Bas et le Royaume-Uni en possèdent ensemble plus de 73 %. Elles sont donc concentrées majoritairement dans le nord-ouest de l'Europe.

Tableau 1

Réserves prouvées de gaz de la CE (1994) (Mtep)

BE - Belgique	---
DE - Allemagne	342
DK - Danemark	121
EL - Grèce	---
ES - Espagne	20
FR - France	35
IRE - Irlande	17
IT - Italie	301
L - Luxembourg	---
NL - Pays-Bas	1 874
Ö - Autriche	21
P - Portugal	---
SF - Finlande	---
S - Suède	---
RU - Royaume-Uni	630
EUR 15	3 361

Source : Oil and Gas Journal, 1995

La production totale de gaz naturel de la CE a atteint 157 Mtep en 1994. Les pays producteurs la région peuvent être divisés en trois groupes. Le premier comprend les Pays-Bas et le Royaume-Uni, avec une production supérieure à 55 Mtep chacun. Le second comprend l'Italie et l'Allemagne, avec une production d'environ 15 Mtep chacune. Le dernier rassemble le Danemark, la France, l'Irlande, l'Autriche et l'Espagne, dont la production est beaucoup plus faible (moins de 5 Mtep chacun). Les autres États membres ne produisent pas de gaz naturel.

Les chiffres actuels montrent que le rapport réserves/production s'élève à plus de 20 ans au sein de la CE. Cependant, les réserves ne sont pas également réparties entre les États membres, la production indigène ne couvre pas la demande et le réseau gazier communautaire n'est pas entièrement interconnecté. Certains États membres, particulièrement ceux de la périphérie, se trouvent dans une position relativement isolée.

Tableau 2A - Ventilation par Etat membre en 1994

	BE	DE	DK	EL	ES	FR	IRE	IT
1. Demande de gaz naturel (Mtep)	9.5	61.2	2.7	-	6.2	29.2	2.2	40.7
2. Part de la demande de gaz %	19.2	18.0	12.9	-	6.6	13.0	21.6	27.6
3. Production intérieure (Mtep)	0	14.0	4.3	-	0.1	2.7	2.2	16.4
4. Echanges intra-communautaires (Mtep)	4.2	17.8	-2.5	-	-	3.2	-	3.9
5. Dépendance vis-à-vis de l'extérieur	5.3	33.5	0	-	6.0	22.7	-	20.6
a) en Mtep	56.8	54.7	-	-	96.7	80.0	-	50.0
b) en %	3.5	-	-	-	4.0	6.9	-	8.9
dont (en Mtep)	-	-	-	-	1.1	-	-	-
Algérie, Libye, Norvège, Russie	1.9	9.4	-	-	0.9	6.3	-	-
	-	24.1	-	-	-	9.5	-	11.7

	L	NL	O	P	SF	S	UK	EUR 15
1. Demande de gaz naturel (Mtep)	0.4	32.6	4.9	-	3.3	1.3	60.0	254.0
2. Part de la demande de gaz (%)	3.5	49.0	19.1	-	10.3	2.5	26.7	19.4
3. Production intérieure (Mtep)	-	59.0	1.0	-	-	-	57.9	157.6
4. Echanges intra-communautaires (Mtep)	0.4	-28.7	-	-	-	1.3	-	-
5. Dépendance vis-à-vis de l'extérieur	-	2.3	3.9	-	3.3	-	2.4	100.1
a) en Mtep	-	7.0	80.0	-	100.0	-	4.0	39.4
b) en %	-	-	-	-	-	-	-	23.3
dont (en Mtep)	-	-	-	-	-	-	-	1.1
Algérie, Libye, Norvège, Russie	-	2.3	-	-	-	-	2.4	23.2
	-	-	3.9	-	3.3	-	-	52.5

Les totaux ne correspondent pas à cause du stockage.

Sources : Eurostat, Commission des CE, AIE

Le commerce communautaire de gaz naturel se caractérise par l'absence quasi totale d'exportations. Les échanges intracommunautaires totaux ont atteint 30 Mtep en 1994. Les Pays-Bas sont le seul fournisseur

important, le Danemark n'écoulant que de petites quantités vers l'Allemagne et la Suède. Les Pays-Bas approvisionnent l'Allemagne, la Belgique, la France et l'Italie. L'autre grand producteur, le Royaume-Uni, n'est pas relié au marché continental pour l'instant⁵ la situation changera une fois que l'interconnecteur Royaume-Uni-continent sera achevé et opérationnel.

La Communauté (à 15) importe globalement 100 Mtep de gaz en provenance de quatre fournisseurs extérieurs. Le principal est la Russie, avec des livraisons de 53 Mtep en 1994. Viennent ensuite l'Algérie et la Norvège, avec des parts sensiblement égales (environ 23 Mtep chacune) et, loin derrière, la Libye (1 Mtep). L'Allemagne est le principal importateur de gaz naturel extracommunautaire et absorbe quelque 30 % des importations totales de la CE. La France et l'Italie importent également des volumes considérables, tandis que la Belgique, l'Espagne, l'Autriche et la Finlande s'approvisionnent en quantité nettement moindre auprès des pays tiers. Les Pays-Bas et le Royaume-Uni, bien que largement autonomes, importent de petites quantités de gaz norvégien.

Le taux de dépendance de la CE atteint presque 40 %, mais cette proportion varie sensiblement selon les États membres. La Finlande et l'Espagne sont dépendantes à près de 100 % des importations en provenance des pays tiers, tandis que l'Autriche et la France le sont à 80 % et la Belgique, l'Allemagne et l'Italie à 50 - 55 %. Les Pays-Bas et le Royaume-Uni sont dépendants à moins de 10 % étant donné leur grande autonomie. Enfin, le Danemark, la Suède, l'Irlande et le Luxembourg n'importent pas de gaz de l'extérieur de la CE.

La dépendance à l'égard des fournisseurs non communautaires ne donne pas une idée complète de la sécurité d'approvisionnement. Il faut également tenir compte de la nature et de la diversité des sources d'alimentation.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

Les projections suivantes constituent la toile de fond des chapitres ultérieurs. L'important y est moins les chiffres eux-mêmes que les tendances qu'ils révèlent, surtout sur les niveaux de dépendance vis-à-vis des tiers et sur les fournitures qui restent à se procurer par contrat dans l'avenir. Les données concernant la demande sont tirées des scénarios énergétiques à l'horizon 2020 qui ont été élaborés par les services de la Commission.

Ces scénarios explorent l'avenir de l'énergie en fonction de deux mondes potentiels différents. L'élément

important sous l'angle de la présente communication est que des aspects fondamentaux comme l'accroissement sensible de la demande et la dépendance accrue vis-à-vis des importations restent constants dans tous ces canevas.

Tableau 2B : Scénarios pour l'offre et la demande de gaz dans la CE

	2000	2010
1. Demande (Mtep)	311/320	392/411
2. Part (moyenne) du gaz naturel dans la demande totale (%)	22%	26%
3. Production intérieure estimée (Mtep)	175	165
4. Echanges intracommunautaires (Mtep)	30	28
5. Dépendance vis-à-vis de l'extérieur		
- en Mtep	136/145	227/246
- en %	44/45	58/60
6. Fournitures couvertes par Contrat (Mtep)		
- Russie	66	66
- Algérie	39	40
- Norvège	48	57
- Divers	5	5
- Total	158	168
7. Déficit (Mtep)	-	-59/-78

Sources : Commission européenne (Étude 2020), États membres, AIE

Les effets sur l'environnement, en particulier le niveau des émissions de CO₂, diffèrent néanmoins selon les scénarios. L'examen de ces hypothèses en relation avec la politique énergétique commune et compte tenu des engagements internationaux de la Communauté concernant les rejets de gaz à effet de serre aura lieu dans des forums spécialement consacrés à ces questions cruciales. En outre, il va de soi qu'en insistant sur le renforcement des économies d'énergie et sur l'utilisation accrue des énergies renouvelables, les politiques de l'énergie et une politique de l'environnement allégeront le problème de la dépendance à l'égard des importations et amélioreront la sécurité d'approvisionnement de la Communauté.

Aux fins de la présente communication qui se concentre sur la question de l'approvisionnement de gaz, nous avons utilisé des moyennes ou des fourchettes afin d'extraire l'essentiel du message à faire passer.

HORIZON 2000

La demande est supposée augmenter de 22 à 26 %, à 311 ou 320 Mtep. D'ici là, le gaz naturel aura fait son

⁵ A une petite exception près : le gisement marin de Markham.

apparition en Grèce et au Portugal. Son taux de pénétration est censé augmenter en Allemagne, en Espagne, en Italie, au Royaume-Uni et en Suède. Ce combustible représentera environ 22 % de la consommation totale d'énergie primaire de la CE.

La production communautaire de gaz naturel devrait s'accroître de 11 %, à environ 175 Mtep, puis risque de commencer à décliner. Les Pays-Bas resteront vraisemblablement le principal pays producteur, suivi par le Royaume-Uni; ces deux états fourniront ensemble quelque 80 % de la production communautaire totale. Le Danemark pourrait également augmenter sa production, tandis que celle de l'Italie, de l'Irlande, de l'Allemagne, de la France et de l'Autriche devrait reculer.

Le volume total des échanges de gaz naturel au sein de la CE pourrait atteindre environ 30 Mtep qui proviendraient toujours essentiellement des Pays-Bas. Entre-temps, l'interconnecteur Royaume-Uni-continent devrait normalement entrer en service; il pourrait fournir jusqu'à 18 Mtep/an aux marchés continentaux.

La Communauté devra probablement importer au moins 136 Mtep des pays tiers, soit 36 % de plus qu'aujourd'hui. Les approvisionnements couverts par des contrats pour l'an 2000 montrent que la CE prise globalement pourrait avoir un excédent de gaz naturel d'environ 36 Mtep à cette époque. Le taux de dépendance communautaire passera à environ 44 %, avec toujours des différences marquées entre les États membres. L'Irlande, la Suède et la Grèce n'ont pas encore conclu les contrats nécessaires pour couvrir entièrement la demande prévue en l'an 2000.

HORIZON 2010

La demande devrait atteindre 392 à 411 Mtep, soit une hausse moyenne de 27 % par rapport à l'an 2000. Le gaz naturel pourrait remplacer les centrales nucléaires vétustes dans la production de courant au Royaume-Uni, en Suède et en Allemagne. L'Espagne et l'Italie pourraient également en utiliser beaucoup plus pour produire de l'électricité. Ce combustible pourrait représenter jusqu'à 26 % de la consommation totale d'énergie primaire de la CE.

La production communautaire de gaz pourrait diminuer de 6 % par rapport à l'an 2000 pour retomber à environ 165 Mtep. Le Royaume-Uni continuera vraisemblablement d'augmenter sa production pour la porter à plus de 50 % de la production communautaire totale. Cependant, il est probable qu'à cette époque la production britannique sera consommée entièrement dans le pays et ne couvrira pas totalement la demande

supposée. Quant aux Pays-Bas, leur production risque de décliner d'ici là.

Les échanges intracommunautaires totaux de gaz retomberont à quelque 28 Mtep, les Pays-Bas continuant à en fournir la quasi-totalité; le Danemark pourrait livrer des quantités minimales à l'Allemagne et à la Suède.

La Communauté pourrait devoir importer au bas mot 227 Mtep de gaz, soit 70 % de plus qu'en l'an 2000. Elle aura toujours trois grands fournisseurs extérieurs, mais cette appréciation suppose le renouvellement des contrats de fourniture expirant entre 2000 et 2010. Dans ce cas, la quantité totale des approvisionnements couverts par contrat atteindra environ 168 Mtep, dont vraisemblablement 66 pour la Russie, 57 pour la Norvège et 40 pour l'Algérie.

Le taux de dépendance de la CE vis-à-vis des pays tiers pourrait grimper à près de 60 %; la Finlande, la Grèce, le Portugal et l'Espagne dépendront totalement des approvisionnements externes, et la France, l'Allemagne, l'Italie, l'Autriche et la Belgique fortement. Il est possible que l'interconnecteur Royaume-Uni-continent serve à importer du gaz au Royaume-Uni.

L'Irlande et la Suède doivent encore trouver des contrats pour presque tout le gaz nécessaire pour satisfaire la demande prévue, tandis que la Grèce connaît un déficit de 50 % à cet égard. Le Portugal doit faire de même pour un tiers de sa consommation, tandis qu'en Italie, en Allemagne et au Royaume-Uni, la demande pourrait dépasser de 10 à 20 % la somme des fournitures sous contrat et de la production intérieure. Pour l'ensemble de la Communauté, une proportion de la demande prévisible pouvant atteindre 20 % devra être comblée grâce à des nouveaux contrats d'importation avec les fournisseurs traditionnels ou avec de nouveaux fournisseurs.

AU-DELÀ DE 2010

Tous les États membres seront confrontés à une insuffisance plus ou moins grande des approvisionnements sous contrat. Pour l'ensemble de la Communauté, l'effet conjugué du déclin de la production indigène et de l'augmentation considérable de la demande pourrait porter le taux de dépendance vis-à-vis des importations à 75 % peut-être en 2020. Les nouveaux contrats d'approvisionnement nécessaires pour couvrir la demande à cette époque pourraient bien dépasser le niveau actuel de la consommation totale de gaz de la CE.

LA DIMENSION EXTÉRIEURE

Relations avec les fournisseurs tiers

Le potentiel des trois principaux fournisseurs extérieurs de la CE (Russie, Norvège et Algérie) est suffisant pour couvrir une grande partie si pas la totalité de cette demande supplémentaire. En outre, de nouveaux fournisseurs accéderont tôt ou tard au marché gazier communautaire. Du GNL provenant de contrées aussi éloignées que le Golfe persique et l'Australie y est déjà parvenu en petites quantités. D'ici à 2010, le Nigéria pourrait en fournir à l'Italie et à l'Espagne. En outre, certains projets de gazoduc et de transport de GNL pourraient, à terme, apporter à l'Europe du gaz du Moyen-Orient, de l'Asie centrale et même de l'Amérique latine et de l'Amérique centrale. On estime qu'environ 200 Mtep de gaz seraient disponibles par année pour les marchés européens grâce à ces nouveaux projets.

Quoi qu'il en soit, de plus en plus de gaz devra être amené de plus en plus loin vers le marché communautaire. Des investissements gigantesques, de l'ordre de plusieurs milliards d'écus, seront requis afin de créer les installations de production et l'infrastructure de gazoducs ou de transport du GNL nécessaires. L'augmentation des distances ira de pair avec un accroissement des coûts et des problèmes de sécurité liés à la traversée de frontières nationales. Ces facteurs pourraient en définitive peser sur les prix du gaz, qui risquent à leur tour d'infléchir la demande à long terme.

La dépendance de la CE vis-à-vis des importations augmentera de toute façon beaucoup et les Quinze deviendront tributaires des pays tiers pour une part croissante de leur demande totale de gaz. La Norvège, qui est membre de l'EEE et de l'OCDE, restera un fournisseur important de la CE dans les années à venir. Il importe d'encourager la création de liens étroits et de relations amicales avec les grands fournisseurs hors OCDE, à savoir la Russie et l'Algérie, ainsi qu'avec tout nouveau fournisseur. L'intégration en aval de ces fournisseurs extérieurs sur le marché gazier communautaire peut renforcer la sécurité d'approvisionnement (voir chapitre suivant).

Le traité sur la Charte européenne de l'énergie fournit un cadre significatif pour encourager les échanges et la coopération dans le domaine de l'énergie avec les pays fournisseurs de gaz signataires, tels que la Russie, les nouveaux États indépendants d'Asie centrale et, bien entendu, la Norvège. Ses dispositions concernant le transport sont particulièrement importantes eu égard à la dépendance croissante de la CE vis-à-vis des importations de gaz. La construction d'un cadre

similaire au sud ou l'extension du processus de la charte à d'autres fournisseurs régionaux à l'initiative de la Conférence de la Charte de l'énergie pourrait améliorer la sécurité d'approvisionnement. La prochaine conférence euro-méditerranéenne offre une tribune appropriée pour faire avancer les choses. En outre, le dialogue suivi entre pays consommateurs et pays producteurs crée un autre contexte favorable à la stabilité et au resserrement des liens.

La voie de la sécurité d'approvisionnement à long terme passe par la diversification des sources et des filières d'approvisionnement, ainsi que par une politique des relations extérieures qui encourage des rapports d'interdépendance étroits entre la CE et ses fournisseurs extérieurs. La dépendance croissante à l'égard des importations et la nécessité stratégique de cultiver des liens serrés avec certains de ces fournisseurs clés devraient motiver la politique communautaire des relations politico-commerciales avec ces pays, y compris les programmes d'assistance technique. Ces programmes comprennent déjà des projets communautaires pour la réhabilitation de la production gazière, comme par exemple des projets lancés sous le programme TACIS pour les États nouvellement indépendants et la promotion de l'efficacité énergétique.

PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE

Tableau 2C : Offre et demande de gaz dans les PECO¹ en Mtep

	1993	2000 ²	2005 ²	2010 ²
Demande	62	67	71	81
Production	28	22	18	16
Besoins d'importation	34	45	53	65
Approvisionnement ³	41	41	41	41
Déficit total		4	12	25

Source : Commission européenne

1. Sont inclus : Albanie, Bulgarie, République tchèque, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovénie.
2. Scénario intermédiaire entre les hypothèses haute et basse.
3. (En admettant un approvisionnement assuré à long terme de 41 Mtep/an importés de la CEI grâce aux infrastructures existantes).

Beaucoup de pays d'Europe centrale et orientale (PECO) devraient adhérer à la CE au cours du laps de temps considéré dans le présent rapport. Sans compter les grands gazoducs internationaux, on estime que ces pays auront besoin d'au moins 3 milliards d'écus

d'investissements pour financer leurs projets de transport et de stockage de gaz au cours des quinze années à venir et de quelque 100 millions d'écus pour l'assistance technique correspondante. En outre, ils resteront très dépendants des importations en provenance de la Russie, d'autant que la production intérieure de la région baisse en chiffres absolus; la question de la sécurité d'approvisionnement s'y posera alors avec acuité. Les PECO solliciteront de plus en plus leurs voisins occidentaux de la CE pour qu'ils les aident à résoudre leurs problèmes en intensifiant le commerce, l'intégration et la coopération dans le domaine gazier ainsi que l'aide économique. Or, ces pays occupent une position stratégique non négligeable sur les principales voies de transport qui relient les gisements de l'Est au marché communautaire.

ÉVOLUTION DU MARCHÉ ET IMPLICATIONS POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Le présent chapitre aborde certains développements actuels du marché qui risquent d'influer sur la sécurité d'approvisionnement.

ÉVOLUTION DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

D'après la plupart des projections, le secteur de la production d'électricité contribuera pour plus de 50% à l'augmentation de la demande de gaz d'ici à 2010. Il est donc utile d'examiner ce phénomène en détail.

Tableau 3 - Gaz consommé pour la production d'électricité

	EUR 15
Mtep Actuellement % de la demande totale de gaz	39.0
	15.3
Mtep 2000 % de la demande totale de gaz	83-102
	27-32
Mtep 2010 % de la demande totale de gaz	150-154
	37-38
Mtep 2020 % de la demande totale de gaz	161-216
	37-43

Source : Commission européenne (Étude 2020)

Une directive communautaire interdisant d'utiliser le gaz naturel pour produire l'électricité et privilégiant plutôt ses applications domestiques et industrielles a été

rapportée en 1991. Le recours à ce combustible pour la production d'électricité a augmenté ces dernières années en raison de ses avantages économiques et écologiques.

Le progrès technique et l'utilisation des matériaux avancés ont permis l'apparition des turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) dans la production de courant. Les centrales qui en sont équipées ont un rendement nettement supérieur (plus de 50 %) à celui des turbines à gaz classiques (environ 35 %) ou des installations alimentées au charbon (environ 40 %).

Le coût de construction et d'entretien des centrales au gaz leur procure un autre avantage. Petites et compactes, les unités alimentées au gaz peuvent être construites beaucoup plus rapidement que les centrales au charbon ou nucléaires. Elles permettent aux producteurs d'énergie de suivre l'offre et la demande de plus près et donc d'une manière plus rentable.

L'utilisation de gaz naturel au lieu d'autres combustibles fossiles pour produire de l'électricité présente aussi certains avantages écologiques importants, dont des rejets de CO₂, de SO₂ et de NO_x réduits ainsi que des dégagements de poussière et des résidus négligeables. Cependant, comme ce combustible est lui-même un gaz à effet de serre, il faut spécialement veiller à en réduire les fuites à tous les stades du processus de production, de transport, de distribution et de consommation.

Grâce à ces avantages, la consommation de gaz dans le secteur électrique pourrait passer d'environ 15 % de la demande totale aujourd'hui à 32 % en 2010 et peut-être davantage en 2020.

La part accrue du gaz dans la production d'électricité et l'impératif de rentabilité économique peuvent encourager la multiplication des liens directs entre les producteurs de courant et de gaz ainsi que l'adoption de nouveaux barèmes qui reflètent le fait que le charbon est le concurrent majeur du gaz dans ce débouché; d'autre part, la croissance des marchés ouvrira la porte à de nouveaux concepts de fixation des prix du gaz.

Les achats directs de cet ordre seront conditionnés par l'accès à l'infrastructure de transport en vue d'assurer une capacité de débit fiable et par l'existence d'une capacité excédentaire dans ce réseau. Quelques contrats directs de ce genre existent déjà, principalement entre, d'un côté, des fournisseurs de gaz norvégiens et, de l'autre, les entreprises d'électricité SEP (Pays-Bas) et Scottish Power et National Power (RU), mais également entre le producteur algérien Sonatrach et la compagnie d'électricité publique italienne ENEL.

ÉVOLUTION DANS LE SECTEUR DES GRANDES ENTREPRISES

La fiscalité environnementale intervient pour une part croissante dans la structure des coûts des entreprises industrielles "énergivores" et est donc un facteur important dans la course à la compétitivité. La réduction des coûts environnementaux grâce à l'utilisation accrue de gaz naturel est déjà monnaie courante dans les États membres où les normes écologiques sont strictes. Plus le marché mûrira, moins la situation géographique d'un grand consommateur dictera le choix de l'approvisionnement. Des formules différentes des contrats à long terme pourraient se multiplier en créant un marché plus souple et plus diversifié. La possibilité de construire des gazoducs et les avantages d'un surcroît de concurrence en amont peuvent donner aux grands industriels ou groupes d'entreprises l'occasion de participer financièrement à des projets d'approvisionnement qui, à leur tour, pourraient améliorer la diversification des sources d'alimentation.

INTÉGRATION VERTICALE DANS LA FILIÈRE GAZIÈRE

Les fournisseurs extérieurs se lancent de plus en plus dans des investissements en aval sous la forme d'entreprises communes de différentes natures, de participations dans les sociétés de transport, d'investissements, de ventes directes aux consommateurs finals et d'accords de transfert du savoir-faire technique. Les exemples actuels les plus notables sont ceux des fournisseurs de gaz norvégiens et de l'entreprise russe Gazprom.

Les activités en aval des fournisseurs norvégiens leur permettent de s'assurer de nouveaux volumes d'exportation. Parmi les exemples de cette politique figurent l'entreprise commune Netra et la petite participation dans la société de transport VNG en Allemagne, et la création d'une co-entreprise de commercialisation de gaz, baptisée Alliance, avec BP au Royaume-Uni. L'engagement accru des fournisseurs norvégiens devrait améliorer la capacité de débit sur les marchés européens et celle-ci devrait à son tour influencer favorablement la sécurité d'approvisionnement.

La présence de Gazprom sur les marchés d'Europe occidentale, centrale et orientale s'est accentuée ces dernières années. Les entreprises communes qui en ont résulté sont notamment Wingas en Allemagne, Prometheus en Grèce, Gasum en Finlande, l'interconnecteur Royaume-Uni-continent, EuroPolGas en Pologne et Panrusgas en Hongrie et Volta en Italie. L'implantation de telles co-entreprises est encouragée

par les possibilités qu'offrent les pays concernés aux fournisseurs extérieurs et par les liens historiques de Gazprom avec l'Europe orientale. Gazprom possède également des actifs en Moldavie et en Biélorussie. La réussite de sa stratégie apparente, qui consiste à renforcer son intégration en aval sur les marchés gaziers européens, dépendra de plusieurs facteurs dont l'évolution politique en Russie, les recettes à provenir des ventes de gaz et la disponibilité de crédits d'investissement.

La Sonatrach, le fournisseur de gaz algérien, semble se concentrer davantage sur l'acquisition des ressources techniques et financières nécessaires pour augmenter sa production que sur les investissements en aval pour le moment.

Même si l'intégration en amont des compagnies de gaz européennes est moins courante que l'intégration en aval des producteurs de gaz, certaines sociétés de transport cherchent à accéder aux réserves. Certains éléments indiquent aussi que les compagnies pétrolières s'intéressent plus qu'avant aux projets gaziers. La mise en œuvre de traités internationaux comme celui de la Charte de l'énergie ou les besoins financiers des fournisseurs extérieurs faciliteront cette évolution.

On peut affirmer que l'intégration verticale en aval et en amont favorise la sécurité d'approvisionnement. La plus-value résultant de ces investissements incite les entreprises à accentuer leur engagement sur le marché en question et donc à lui fournir un approvisionnement régulier et fiable. Cependant, l'intégration en aval des fournisseurs extérieurs pourrait comporter des risques si elles n'est pas contrebalancée par la présence de sources de remplacement.

INTÉGRATION HORIZONTALE SUR LE MARCHÉ DU GAZ

Le marché unique a encouragé le processus d'intégration horizontale au niveau de la distribution, notamment dans les "petits" États membres (Pays-Bas, Danemark et Belgique, par exemple). Il contraint les sociétés de service public à réaliser des économies d'échelle en fusionnant ou en pratiquant d'autres formes de coopération, et à améliorer la rentabilité et la maîtrise des coûts en combinant leurs activités de distribution de gaz, d'électricité et, parfois, d'autres services. Dans d'autres États membres, la tendance à été de créer des sociétés de service public régionales ou locales moins nombreuses, mais plus diversifiées et intégrées.

Les différences de culture industrielle et commerciale entre les compagnies d'électricité et de gaz européennes expliquent en partie pourquoi les participations croisées

ou les co-entreprises, notamment en ce qui concerne les nouvelles centrales au gaz ou les nouveaux gazoducs, ont été lentes à se développer. L'augmentation des capacités de production alimentées au gaz pourrait bien modifier les choses dans les quelques années à venir étant donné les avantages réciproques et la limitation des risques qui pourraient en découler pour les deux secteurs. Au Royaume-Uni, par exemple, les sociétés distributrices de courant ont profité de la libéralisation pour s'assurer un accès direct au gaz de la mer du Nord en vue de la production d'électricité et pour prendre pied sur le marché de l'approvisionnement en gaz, surtout par le truchement de consortiums.

MÉCANISMES DE FORMATION DES PRIX

En Europe continentale, les prix du gaz au consommateur final sont déterminés selon grandes méthodes - le système du prix de revient et la tarification en fonction de la valeur marchande - avec des mécanismes d'indexation qui lient ces prix à ceux du combustible de remplacement concurrent.

Plusieurs contrats de vente de gaz aux producteurs d'électricité ont appliqué des formules de tarification inédites. Des clauses d'indexation en fonction du charbon, de l'électricité ou de l'inflation générale, par exemple, ont été élaborées en vue de remplacer ou de compléter l'indexation sur le pétrole; des concepts novateurs de fixation des prix pourraient apparaître. Vu la structure actuelle du marché, un découplage des prix du gaz et du pétrole dans le secteur de la production d'électricité n'entraînerait pas nécessairement une baisse des premiers. Afin d'éviter la volatilité accrue des prix du gaz due à leur liaison aux prix du pétrole, les producteurs d'énergie pourraient être prêts à payer une prime pour le gaz si son prix était lié à un combustible plus stable comme le charbon. En outre, le combustible "alternatif" pour la production combinée de chaleur et d'électricité et pour les TGCC étant les fractions légères du pétrole, le gaz est vendu avec prime en l'occurrence. Cette tendance pourrait faciliter la réalisation de nouveaux projets d'approvisionnement en gaz.

Au Royaume-Uni, les prix du gaz sont découplés et fixés par le jeu de l'offre et de la demande pour les clients commerciaux et industriels et pour les producteurs d'électricité. La concurrence entre les fournisseurs détermine le prix, tandis que l'alternative pour les consommateurs consiste dans un grand choix de fournisseurs concurrents. Outre l'indexation par rapport au pétrole, on trouve maintenant d'autres formules d'indexation. Des transactions sur le marché libre sont apparues et l'utilisation des prix de ce marché comme référence pour les contrats gaziers à long terme semblent n'être qu'une question de temps.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT COMMUNAUTAIRE

INTRODUCTION

La sécurité de l'approvisionnement de gaz peut être définie comme étant la capacité du réseau de fournir une alimentation continue et fiable aux clients dans des conditions économiques et de faire face à des coupures d'origine technique, économique ou politique.

En dépit de ses avantages comme combustible, le gaz n'aurait pas conquis sa place enviable sur le marché de l'énergie si la clientèle n'avait pas pu compter sur lui pour satisfaire ses besoins. La sécurité avérée de l'approvisionnement a assuré l'extension de ce secteur à sa dimension actuelle dans nombre de pays européens et favorisera l'expansion du marché dans d'autres États membres.

Au fil des années, les sociétés gazières ont élaboré des trains de mesures adaptées aux besoins de leur activité à long et à court termes. La sécurité d'approvisionnement a un prix. Le défi à relever par l'industrie du gaz est d'assurer un équilibre optimal entre les mesures visant à réduire les risques et le prix que le marché est disposé à payer. Les mesures à long terme comprennent la planification des débouchés et du volume des fournitures, la diversification de l'approvisionnement, le stockage et les contrats interruptibles⁶. La négociation de contrats d'importation et la réalisation de projets de construction de longue haleine font également partie des activités normales d'une société en vue d'assurer son approvisionnement. À plus court terme, la sécurité de l'approvisionnement est garantie par une gestion efficace des réseaux de transport et de distribution et par des décisions fonctionnelles visant à s'adapter à l'évolution du niveau de la demande. Les décisions destinées à assurer l'approvisionnement des clients relèvent autant de la gestion courante que de la stratégie à long terme.

L'interconnexion de plus en plus poussée du réseau et l'intégration des marchés tendent à donner au marché gazier européen une dimension supranationale. Dans son Livre vert, la Commission a déclaré que, vu cette interconnexion croissante et la diversité de l'infrastructure et des sources d'approvisionnement en

⁶ Les sociétés gazières fournissent certains de leurs clients principaux sur la base de contrats interruptibles qui leur permettent de réduire la demande en période de consommation de pointe. Ces clients "interruptibles" sont généralement des industries et des centrales électriques qui, en échange d'un prix réduit, possèdent les combustibles et les installations d'appoint nécessaires pour faire face à des coupures de gaz.

gaz parmi les États membres, il est indiqué que l'on exploite la dimension communautaire pour améliorer la sécurité d'approvisionnement. Elle poursuit en disant que la sécurité d'approvisionnement à court terme dans le secteur en cause exige un examen soigneux et approfondi des mesures spécifiques nécessaires pour faire pièce à une crise gazière. Le présent chapitre tend à franchir un premier pas dans ce sens en analysant la sécurité de l'approvisionnement du point de vue du grand marché européen considéré dans son ensemble.

ASPECTS À COURT TERME

Une situation diversifiée

La situation de l'offre de gaz diffère considérablement d'un pays à l'autre du point de vue du niveau de la production nationale, de la diversification des importations, du degré d'intégration au réseau européen, du volume des stocks, de la segmentation du marché, de la part des approvisionnements interruptibles, etc. Les mesures de sécurité prises au niveau national pour sauvegarder l'approvisionnement de gaz varient en fonction de ces états très différents de l'offre et de la demande au sein de la CE. En conséquence, tous les États membres sont en mesure de prévenir ou d'affronter d'une manière ou d'une autre des manques d'approvisionnement de courte durée. Les informations recueillies et les consultations avec l'industrie gazière démontrent que, du moins qualitativement, les modes d'exploitation, les dispositions contractuelles et l'infrastructure d'approvisionnement actuels permettent de faire face provisoirement au manque d'une source d'approvisionnement extérieure, tout au moins en ce qui concerne les marchés européens les plus mûrs. Avec le temps, il en ira de même pour les marchés plus jeunes où des infrastructures et des pratiques semblables se développent.

Les mesures destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement varient considérablement entre les États membres, comme l'indique le tableau 4 (voir fin d'article).

Simulation d'une crise

En cas de manque d'approvisionnement importante, une combinaison de mesures peuvent être prises afin d'en atténuer les effets sur les consommateurs. Ces dispositions comprennent l'application des contrats interruptibles, l'assouplissement de l'offre du point de vue de la production intérieure et des importations, le stockage souterrain et l'assistance mutuelle et la coopération entre les sociétés gazières voisines. Une étude entreprise par les services de la Commission en concertation avec l'industrie du gaz considère l'effet de cet éventail de mesures de sauvegarde sur la sécurité d'approvisionnement globale de la CE. Elle évalue la

dimension communautaire en supposant que la coopération transfrontalière entre les entreprises interconnectées s'exerce pleinement. Elle se fonde sur les conditions de l'offre et de la demande qui régnaient au premier trimestre de 1994, cette année étant la dernière pour laquelle on dispose de données détaillées. Cette période n'étant pas représentative des conditions climatiques les plus rudes, les résultats doivent être considérés comme purement indicatifs.

Le risque de manque d'approvisionnement en provenance de la Norvège, un pays de l'EEE et de l'OCDE n'a pas été considéré.

Selon l'origine des perturbations, les résultats de cet exercice sont les suivants :

♦ *Manque des approvisionnements de l'ex-URSS*

L'application des mesures de sécurité concernées (contrats interruptibles et assouplissement de la production) par les seuls pays directement touchés aurait un effet équivalent à une diminution de 29 % des importations communautaires en provenance de l'ex-Union soviétique.

La coopération et l'application concertée de ces mêmes mesures à l'échelle communautaire en vue d'exploiter les avantages de la dimension européenne porteraient ce chiffre à 36 %, dans ce cas, la Communauté serait en état de couvrir 283 jours d'importations⁷ grâce à ses stocks.

♦ *Manque des approvisionnements de l'Algérie*

En conservant les mêmes hypothèses, l'effet des mesures visées correspondrait à une réduction des importations communautaires en provenance de l'Algérie de 26 % si le dispositif était mis en œuvre individuellement par les pays touchés par le tarissement, et de 56 % si l'on mettait à contribution la dimension communautaire; dans ce dernier cas, la couverture assurée par les stocks atteindrait 625 jours d'importations.

♦ *Manque des approvisionnements de tous les fournisseurs hors OCDE*

La coopération communautaire réduirait de 21 % les besoins globaux d'importations en provenance des fournisseurs hors OCDE et assurerait une couverture de 136 jours d'importations grâce aux stocks.

⁷ La durée de la couverture est calculée en divisant la capacité de stockage stratégique estimée par le volume quotidien qu'il est nécessaire d'importer du pays concerné après que les mesures de sécurité aient été prises.

Les conclusions que l'on peut tirer de cette analyse sont les suivantes :

- L'arrêt des livraisons d'un grand fournisseur hors OCDE est plus facile à surmonter si l'Europe coopère pour affronter la pénurie. Par conséquent, l'exploitation de la dimension communautaire améliore la sécurité d'approvisionnement.
- Les sociétés gazières de la Communauté coopèrent déjà grâce à des accords d'entraide transfrontaliers. Cependant, on possède peu d'informations à ce sujet et il n'est pas possible de déterminer s'ils exploiteraient pleinement la dimension européenne en cas de crise touchant plusieurs États membres.
- Les éléments de la coopération communautaire évoquée comprennent notamment l'application de mesures telles que la réduction de la demande par le biais des contrats interruptibles, l'assouplissement de l'offre du point de vue de la production nationale et des importations en provenance d'autres pays producteurs de la CE, la commercialisation du gaz disponible du fait que les importations de la Communauté sont plus diversifiées que celles des États membres pris séparément, et l'utilisation des stocks existants au niveau de la CE.
- L'interconnexion complète du réseau européen de gazoducs reliant les différentes sources d'approvisionnement de la CE est cruciale pour la mise en œuvre intégrale des mesures précitées.
- A cet égard, on a notamment analysé les effets qu'exercerait l'interconnecteur projeté entre le Royaume-Uni et le continent sur la sécurité d'approvisionnement. Il en ressort que, au cours de la période de référence, ce dispositif permettrait de compenser partiellement la perte d'approvisionnement subie en cas d'interruption des livraisons de l'ex-URSS. Par conséquent, les importations en provenance de l'ancienne Union soviétique pourraient être réduites de moitié et la couverture assurée par les stocks communautaires prolongée de six mois.
- L'application des mesures susmentionnées en exploitant au maximum la dimension communautaire s'effectuerait dans l'environnement commercial et fonctionnel normal où évolue l'industrie du gaz. Cependant, même si la hausse des prix fait en sorte que les marchés s'équilibrent, même en situation de crise, ce phénomène peut créer des tensions politiques. Il faudrait envisager des instructions de crise communautaires qui permettent de s'attaquer à ces problèmes d'une façon

ASPECTS À LONG TERME

Les approvisionnements disponibles à un moment donné sont fonction de la capacité de débit de toutes les sources accessibles à la CE. Les réserves de gaz prouvées dont la CE dispose aujourd'hui grâce à sa

production propre et à celle de la Norvège assurent sa sécurité, mais ces réserves ne donnent aucune indication sur la capacité de débit courante. La sécurité d'approvisionnement à court terme dépend de cette capacité et du potentiel de transport et de stockage disponible. La sécurité à long terme dépend davantage des réserves prouvées commercialisables et des extensions prévues à longue échéance dans la capacité de transport et de stockage.

Pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement dans un marché en expansion, des décisions stratégiques concernant la mise en valeur de nouvelles sources de gaz et l'amélioration de l'infrastructure de transport et de stockage doivent être prises des années à l'avance. Les perspectives à court et à long termes de la sécurité de l'alimentation en gaz sont en fait liées.

L'analyse qui suit examine les effets qu'exerceront les nouvelles interconnexions du réseau européen et l'apparition d'autres sources d'alimentation sur la sécurité d'approvisionnement, ainsi que le besoin d'équilibrage des charges et la possibilité d'y faire face grâce au stockage et grâce aux contrats interruptibles. Elle se fonde sur les données fournies par les États membres au sujet de l'infrastructure de transport et de stockage du gaz en application du règlement 1056/72 du Conseil⁸.

POSSIBILITÉS D'INTÉGRATION DU RÉSEAU

La création d'interconnexions supplémentaires entre les réseaux de gazoducs européens et avec d'autres sources d'approvisionnement augmentera la capacité de transport et accentuera la diversification de l'offre. L'intégration accrue du réseau européen améliorera les facteurs clés de la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire l'interruptibilité du marché, la capacité de stockage, la viabilité économique des sources d'approvisionnement éloignées et l'assouplissement potentiel de la négociation des contrats du côté des producteurs (voir en annexe la carte des projets actuels en matière de réseaux et de gazoducs).

Certaines interconnexions clés sont vitales pour une sécurité d'approvisionnement renforcée. Environ 80 % des réserves européennes sont situées en mer du Nord et aux Pays-Bas. Le noeud du problème est donc leur capacité de fournir du gaz. Les deux éléments essentiels de ce facteur sont la capacité de production et la capacité de transport.

La Communauté est gâtée du point de vue de la répartition géographique des réserves mondiales de gaz car 70 % de l'ensemble des réserves connues gisent à

⁸ JO n° L 120 du 25.5.1972, p. 7.

moins de 4 000 ou 5 000 km du centre de l'Europe. Outre les trois principaux fournisseurs actuels, d'autres commencent à apparaître au Moyen-Orient, en Amérique latine, en Afrique et en Asie centrale.

L'analyse présentée dans l'annexe I met en évidence les interconnexions capables de développer au maximum la capacité de débit des gisements de la mer du Nord et des Pays-Bas, qui sont considérés comme les sources de gaz les plus fiables en cas de manques des approvisionnements en provenance de la Russie, de l'Algérie ou des deux. Elle examine également les nouveaux projets les plus importants dans le domaine de l'approvisionnement.

INCITATION DES PRODUCTEURS À FAVORISER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Une capacité de transport suffisante n'est utile que si le potentiel de l'offre est adapté. Les réserves certaines du secteur de production de la mer du Nord semblent suffire largement pour faire face à n'importe quelle pénurie de longue durée. Cependant, réserve prouvée ne signifie pas automatiquement capacité de fournir car celle-ci exige que les réserves soient mises en valeur et les moyens de production installés.

La productivité en mer du Nord a augmenté ces dernières années. La production britannique, notamment, s'y est rapidement accrue. La Norvège est sur le point de mettre en service la plate-forme géante de Troll, qui améliorera sensiblement la capacité de débit norvégienne.

Cependant, certaines politiques d'exploration et de production nuisent à l'incitation des producteurs. Les mesures qui imposent la participation de l'État à ces opérations, l'acheminement du gaz à terre, un droit de refus prioritaire pour la société nationale de transport et des droits exclusifs sur une zone de production gazière sont autant d'exemples de régimes susceptibles d'entraver l'approvisionnement général.

La directive européenne concernant l'exploration et la production d'hydrocarbures⁹ et la mise en œuvre du traité sur la Charte européenne de l'énergie contribueront à donner aux producteurs plus de possibilités pour prospecter et extraire du pétrole et du gaz en Europe occidentale.

Stockage et interruptibilité

Un autre élément important de la sécurité d'approvisionnement est la capacité de bouclage, qui dépend principalement du stockage et de l'interruptibilité. Cette association d'instruments est utilisée dans le commerce et le transport du gaz afin de compenser les variations des flux de production et de consommation.

Le développement du stockage en Europe occidentale a en grande partie épousé l'évolution des marchés du gaz dans chacun des États concernés. Les pays dotés de ressources propres ont une autre approche que ceux qui dépendent fortement des importations, car ils peuvent compter sur la souplesse de production de leurs gisements.

Les États membres font abondamment appel aux stocks pour répondre aux pics de consommation hivernaux. Les stocks actuels couvrent tout au plus 2 mois de ce régime de pointe. Cependant, la capacité de stockage à elle seule n'indique pas automatiquement quels sont les pays les plus vulnérables. Comme nous l'avons vu plus haut, les États membres ont des méthodes différentes pour assurer leur sécurité d'approvisionnement.

D'un point de vue historique, les grands gisements de gaz de l'Europe ont assuré sa sécurité d'approvisionnement à court terme et à long terme. Cependant, à plus longue échéance, ce "coussin de sécurité" diminuera progressivement car les champs commencent à s'épuiser.

Les futurs projets de stockage de l'industrie gazière doubleront pratiquement le volume actuel du volant de travail de la Communauté en 2000-2015. Cependant, même si l'augmentation prévue à cet égard dépasse celle de la demande, le niveau des stocks rapporté au taux de dépendance vis-à-vis des importations extérieures sera plus faible en 2010 qu'aujourd'hui.

Les projets de stockage étant des projets de longue haleine, il convient d'entreprendre une analyse du coût et des avantages de la création de nouvelles capacités afin de faire face à la demande accrue, à la souplesse réduite résultant de la baisse de la production communautaire et à la dépendance grandissante vis-à-vis des pays tiers. Ces considérations sont particulièrement importantes pour les pays gaziers relativement jeunes.

⁹ Directive 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil, du 20 mai 1994, sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures (JO n° L 164, du 30.6.1994, p. 3).

Tableau 4

Diversité des situations de l'offre et des mesures concernant la sécurité d'approvisionnement en vigueur dans les États membres

	Autriche	Belgique	Allemagne	Danemark	Espagne	France	Royaume-Uni
Ventes de gaz naturel (Mtep)	4,9	9,5	61,2	2,7	6,2	29,2	60
Part du gaz naturel dans la CEP ¹⁾ (%)	19,1	19,2	18	12,9	6,6	13	26,7
Production nationale de gaz ²⁾	20	0	22,9	100	3,2	9,2	96,5
Dépendance nette vis-à-vis des importations extra-communautaires ²⁾	80	56,8	57,7	0	96,7	80	4
Nombre de pays fournisseurs en comptant la production nationale	4	3	5	1	5	5	2
Nombre de points d'entrée pour l'approvisionnement transfrontalier ou maritime	3	6	+ 15	1	4	5	5
Pourcentage des ventes de gaz pour la production d'électricité	33,4	26,7	21,2	6,4	7	2,9	7,3
Pourcentage des ventes interruptibles en 1993	nd	27	nd	Industrie 25 Centrales électriques 100	17	Industrie 20	16
Existence d'une politique concrète en matière de sécurité d'approvisionnement	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Nombre d'installations de stockage	6	3	33	2	1	15	7
Volant de travail maximal (en Mm ³)	2.500	527	10.314	440	460	10.300	3.566
Capacité de prélèvement maximale (Mm ³ /jour)	23,3	± 19	262	18	3,6	170	141,8
Volume des stocks en pourcentage des ventes de 1993	33,8	4,7	14,4	15,3	5,1	28,1	5,6
Extension prévue de la capacité de stockage (Mm ³) ³⁾	oui	1.100	19.000	1.000	4.500	14.000	Oui, en fonction du marché
Accords d'entraide entre sociétés	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Particularités	Grande capacité de stockage dans les gisements épuisés	Réseau gazier de plus en plus interconnecté	Bonne intégration. Approvisionnement équilibré	Autonomie. Stocks	Capacité de stockage en augmentation	Grande capacité de stockage dans les structures aquifères	Bonne intégration. Plus de 50 champs

1) CEP = consommation d'énergie primaire

2) En % de l'approvisionnement total en gaz

3) Le futur volume de stockage indiqué est le volant de travail prévu à différents moments au cours de la période 2000-2015.

Sources: Eurostat et Eurogas

	Italie	Irlande	Pays-Bas	Suède	Finlande	Moyenne / total
Ventes de gaz naturel (Mtep)	40,7	2,2	32,6	1,3	3,3	253,8
Part du gaz naturel dans la CEP ¹⁾ (%)	27,6	21,6	49	2,5	10,3	20,5
Production nationale de gaz ²⁾	40,3	100	100	0	0	62
Dépendance nette vis-à-vis des importations extra-communautaires ³⁾	50	0	0	0	100	39,4
Nombre de pays fournisseurs en comptant la production nationale	4	1	3	1	1	14
Nombre de points d'entrée pour l'approvisionnement transfrontalier ou maritime	beaucoup	2	5	1	1	beaucoup
Pourcentage des ventes de gaz pour la production d'électricité	20,3	45	26	16,8	51,2	15,3
Pourcentage des ventes interruptibles en 1993	Industrie 25 Certaines centrales électriques	nd	Certaines centrales électriques	10-20	+ de 90	nd
Existence d'une politique concrète en matière de sécurité d'approvisionnement	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Nombre d'installations de stockage	8	0	1 (GNL)	0	0	77
Volant de travail maximal (en Mm ³)	14.000	0	+ 75	0	0	42.200
Capacité de prélèvement maximale (Mm ³ /jour)	+ 250	0	+ 31	0	0	+ 920
Volume des stocks en pourcentage des ventes de 1993	28	0	0,2	0	0	13,9
Extension prévue de la capacité de stockage (Mm ³) ³⁾	21.000	À l'étude	7.000	R&D concernant l'entreposage en cavités rocheuses chemisées	La possibilité a été étudiée	73.900
Accords d'entraide entre sociétés	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Particularités	Grande capacité de stockage dans les gisements épuisés.	Interconnexion avec le réseau britannique	Plus de 130 champs + Groningue	Petit marché avec capacités mixtes auxiliaires	Clients peu nombreux mais importants. Centrales de SNG	

1) CEP = consommation d'énergie primaire

2) En % de l'approvisionnement total en gaz

3) Le futur volume de stockage indiqué est le volant de travail prévu à différents moments au cours de la période 2000-2015.

Sources: Eurostat et Eurogas

Comme le stockage, l'interruptibilité joue un rôle primordial dans la capacité de bouclage et, à ce titre, les clients "interruptibles" contribuent de manière cruciale à la satisfaction des besoins en matière de sécurité d'approvisionnement. La plupart des compagnies de transport européennes possèdent un

nombre considérable de clients "interruptibles" dans le secteur industriel et dans le secteur de la production d'électricité. Les contrats correspondants portent en général sur des périodes comprises entre 8 jours et 3 mois, ou sur la saison de chauffage tout entière.

Les sociétés de transport ont tendance à vouloir assurer des services de qualité aux grands consommateurs industriels afin de les dissuader de se convertir au fioul. Différents types de contrats interruptibles existent dans les États membres et leur utilisation semble également varier considérablement d'un pays à l'autre. Comme les secteurs industriels touchés seraient différents selon les pays, il convient d'examiner les priorités en matière d'interruption. La détermination du niveau réel d'interruptibilité et de ses effets sur la sécurité d'approvisionnement en cas de crise grave suppose une étude sur le taux d'interruptibilité effectif dans les États membres.

Soutien mutuel des réseaux de gaz et d'électricité

L'utilisation du gaz pour produire de l'électricité pourrait, à l'avenir, jouer un rôle dans l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement de la CE. Ainsi, par exemple, si un pourcentage important des producteurs d'électricité étaient équipés durablement d'installations bicom bustibles et si un grand nombre de clients de ce secteur pouvaient donc se passer de gaz pendant une partie de la saison d'hiver, les implications pour la sécurité d'approvisionnement seraient considérables. L'augmentation prévue de la proportion des TGCC dans le système de production risque cependant de limiter cette souplesse car le combustible de rechange utilisé dans ces installations est le gazole, dont la valeur est plus grande.

La capacité de production de courant des compagnies électriques comprend généralement une marge de réserve destinée à assurer la fiabilité du système. Cette capacité excédentaire permet une certaine souplesse dans le choix des différentes unités de production. Par conséquent, si les disponibilités de gaz naturel diminuent dans une région donnée, il est habituellement possible d'abaisser la charge dans les unités alimentées au gaz et de la reporter sur les autres pour s'adapter à la pénurie ou pour fournir plus de gaz aux utilisateurs finals autres que les producteurs d'électricité. Des substitutions significatives existent donc dans chaque réseau d'énergie.

Un autre élément à considérer est l'irrégularité de la demande de courant, qui varie à la fois selon les saisons, les jours et les heures. Ces variations diffèrent en outre d'une région européenne à l'autre à cause de plusieurs facteurs dont le climat, le dosage local des différentes formes d'énergie, le degré d'industrialisation et l'application locale des techniques. Par conséquent, si une région de la CE connaît une pénurie de gaz naturel, le réseau électrique permet de l'alimenter en courant à partir d'autres zones qui possèdent peut-être un approvisionnement en gaz plus sûr ou un excédent

de capacités de production brûlant d'autres combustibles. L'utilisation du réseau électrique permet de s'adapter plus ou moins à une pénurie locale de gaz en substituant l'électricité d'une région à celle de l'autre. L'effet combiné du partage de l'énergie et de la croissance attendue de la production d'électricité à partir de gaz semble être un puissant moyen pour résoudre la question de la sécurité et devrait être étudié plus avant.

Réseaux transeuropéens

La partie qui précède a mis en évidence l'importance de l'intégration du système (réseaux et stockage) gazier de la CE pour l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

Le traité instituant l'Union européenne met en place, dans son article 129 B, une nouvelle politique communautaire concernant les réseaux transeuropéens, y compris dans le secteur de l'énergie.

Les institutions européennes ont déjà approuvé certains des plans d'interconnexion et de stockage stratégiques susmentionnés en tant que projets d'intérêt commun ou prioritaires car ils remplissent les conditions arrêtées dans les règlements d'application des RTE, y compris l'indispensable viabilité économique.

La poursuite de cette politique permettra aux institutions communautaires d'étendre cette priorité à d'autres projets également importants pour la sécurité de l'approvisionnement, dont peut-être certaines des réalisations mentionnées plus haut.

COOPÉRATION COMMUNAUTAIRE

L'analyse qui précède montre que la dimension communautaire apportera un plus dans l'éventualité d'une pénurie importante de gaz. Il semble donc utile d'envisager les moyens capables de contrôler et d'intensifier la coopération qui existe dans ce secteur.

Il faut continuer l'analyse approfondie de l'évolution de la balance entre tous les facteurs qui affectent la sécurité d'approvisionnement en gaz au niveau de la CE et des États Membres. Celle-ci devrait prendre en compte les coûts et les bénéfices des diverses options et couvrir non seulement les développements du côté de l'approvisionnement mais aussi l'implémentation des RTE, l'achèvement du Marché Interne de l'Énergie et les développements aux relations extérieures comme la Charte Européenne de l'Énergie.

Un certain nombre d'idées pourraient être développées dans ce contexte avec les Etats Membres, l'industrie du gaz européenne et d'autres organisations.

1. Les États-Unis, qui sont en grande partie autonomes en ce qui concerne leur approvisionnement en gaz, possèdent un plan de restriction dont l'application relève de l'US Federal Energy Regulatory Commission (Commission fédérale de réglementation sur l'énergie) et qui fournit des orientations utiles sur l'interruption équitable de l'approvisionnement des clients en fonction du degré de priorité de leurs besoins. Un plan similaire pourrait utilement être mis en place sous la forme d'instructions de crise communautaires que chaque État membre serait encouragé à suivre en tenant compte des caractéristiques nationales.

2. Certaines sociétés nationales de transport ont déjà conclu ce qu'il est convenu d'appeler des accords d'assistance mutuelle; ils pourraient être structurés afin de se conformer à un plan de restriction recommandé. Il serait pourtant souhaitable d'étudier l'optimisation de ces accords dans une perspective européenne et de veiller à ce qu'ils soient exécutoires en période de crise.

3. Une autre solution possible consiste à définir des objectifs de sécurité. On pourrait par exemple

prévoir que chaque État membre devrait assurer que, de façon autonome ou grâce à des accords d'entraide ou autres qui lui ouvrent des sources de ravitaillement dans un autre État membre, il possède des stocks, une capacité interruptible ou une souplesse en matière de production ou d'importations qui suffisent pour supporter un arrêt des livraisons des fournisseurs hors OCDE pendant les six mois d'hiver. Un autre objectif peut être l'établissement de "x" jours de consommation pleine. Ces objectifs pourraient être différenciés si l'objectif de sécurité totale est assuré et si un degré adéquat de partage de la charge existe. La méthode des objectifs de sécurité exigerait que l'on détermine préalablement les États membres les plus vulnérables et les dommages potentiels en cas de coupure de gaz. L'analyse pourrait alors se concentrer sur les mécanismes les plus économiquement viables pour chaque État membre, y compris la plus-value offerte par l'exploitation intégrale de la dimension communautaire.

Ces différentes solutions doivent être examinées dans tous leurs aspects avec les États membres, l'industrie gazière et toutes les organisations intéressées avant que de quelconques lignes directrices communautaires ne soient élaborées.

ANNEXE I

PAYS-BAS ET DE LA MER DU NORD ET
NOUVEAUX PROJETS D'APPROVISIONNEMENT
IMPORTANT

Les interconnexions envisageables, classées selon le degré de probabilité de leur construction, sont les suivantes :

INTERCONNEXIONS SUSCEPTIBLES
D'AMÉLIORER LA CAPACITÉ DE DÉBIT DES

Interconnexions concernant les fournitures de la mer du Nord

- Europipe***
- Interconnecteur Royaume-Uni - continent***
- Gazoduc entre la zone norvégienne et Dunkerque***
- Interconnexions entre les exploitations en mer néerlandaises et britanniques*
- Interconnexions entre le Zeepipe et Dunkerque vers le Royaume-Uni et d'autres endroits du continent*

Interconnexions en Europe continentale

- Interconnexions entre l'Espagne et le Portugal***
- Bouclage et autres interconnexions entre la Belgique et les réseaux allemand, français et néerlandais***
- Interconnexions franco-espagnoles supplémentaires (Maghreb II)*
- Amélioration du TENP (Trans Europa Naturgas Pipeline) des Pays-Bas à l'Italie ou interconnexion italo-française dans le nord*
- Interconnexion entre le sud-est de la France et le nord-ouest de l'Italie*
- Interconnexion finno-suédoise*
- Extension du réseau Maghreb II en Allemagne ou augmentation de la capacité du réseau principal français*
- Interconnexions supplémentaires ou bouclage entre l'Autriche et l'Allemagne*

*** En construction ou projeté avec de grandes chances d'être réalisé.

** Construction prévue mais encore au stade de la mise au point.

* Pas de projet de construction ferme

INTERCONNEXIONS DE LA MER DU NORD

L'Europipe qui devrait entrer en service cette années avec une capacité annuelle de 12 Gm³ augmentera l'afflux du gaz de la mer du Nord en Allemagne¹⁰.

Le futur interconnecteur Royaume-Uni-continent permettra d'acheminer jusqu'à 20 Gm³ de gaz par an vers l'Europe continentale avec un accès économiquement viable à la plupart des champs de la mer du Nord. Il devrait permettre d'obtenir un surcroît de capacité de débit de ces gisements à partir de 1998. L'interconnecteur est un gazoduc stratégique. Ses promoteurs proposent cette capacité avant d'être assurés de l'existence d'un marché sur mesure en aval, c'est-à-dire en prenant le pari de trouver des débouchés une fois que la canalisation aura été construite.

Avec une capacité annuelle de 12 Gm³, le gazoduc prévu entre le secteur norvégien de la mer du Nord et Dunkerque (France) favorisera l'approvisionnement de la France et d'autres Etats membres en gaz de la mer du Nord.

Les connexions entre les exploitations néerlandaises et britanniques en mer, qui n'en sont qu'au stade de l'étude, amélioreraient encore la productivité de la mer du Nord. D'autres interconnexions pourraient relier le Zeepipe actuel et le gazoduc prévu entre la Norvège et Dunkerque, ainsi que les installations britanniques au large à Bacton.

Ces liaisons créeraient toutes un surcroît de capacité de débit.

¹⁰ 1 Gm³ (milliard de mètres cubes) équivaut à 0,9 Mtep.

INTERCONNEXIONS EN EUROPE CONTINENTALE

De nouvelles interconnexions sur le continent européen permettraient de répercuter ce gain de productivité en aval sur les marchés communautaire les plus dépendants des importations. Certaines interconnexions entre les Pays-Bas, la Belgique, l'Allemagne et la France sont prévues, ainsi que deux raccordements entre l'Espagne et le Portugal. Cependant, une capacité stratégique supplémentaire qui ne fait pas partie des plans pour l'instant aiderait la France, l'Italie, l'Autriche et la Finlande.

Ainsi, par exemple, le gaz arrivant du gazoduc du Maghreb (une portion du RTE dont la première phase sera opérationnelle d'ici 1996) par l'intermédiaire d'une nouvelle interconnexion envisageable entre l'Espagne et la France (Maghreb II) serait décisif pour la sécurité d'approvisionnement du sud de la CE.

En cas de manque des approvisionnements russes, les quantités acheminées par ce gazoduc pourraient non seulement alimenter le Midi, mais aussi, si l'on construisait une interconnexion entre le sud-est de la France et le nord-ouest de l'Italie, être transportées le long de la côte française vers l'Italie du nord. Les gazoducs qui fournissent normalement l'Italie occidentale à partir de l'Autriche pourraient être inversés en vue d'alimenter l'Autriche depuis l'Italie. Les interconnexions allemandes pourraient aider l'Autriche dans sa partie nord.

Le gazoduc Maghreb II revêt également une importance stratégique en cas de coupure algérienne. Sans cette canalisation ou un terminal de GNL, le Portugal se retrouverait dans une position extrêmement vulnérable. Sa seule source d'alimentation serait le gazoduc Lacq-Saragosse, qui est insuffisant pour satisfaire ses besoins et ceux de l'Espagne. Cependant, la rupture des approvisionnements algériens pourrait être contrecarrée en inversant la circulation dans Maghreb II afin de desservir l'Espagne et le Portugal avec des livraisons de la Russie et de la mer du Nord.

Dans le cas hautement improbable d'un scénario catastrophe fondé sur une interruption simultanée des approvisionnements russes et algériens, les interconnexions envisagées ci-dessus seraient essentielles pour empêcher des manques importants en approvisionnement dans certains États membres.

Ce scénario le plus défavorable mettrait la Finlande, le Portugal, la Grèce, l'Espagne et l'Autriche dans une situation extrêmement fâcheuse. En outre, à court terme, jusqu'à l'entrée en service de l'interconnecteur Royaume-Uni-continent et du gazoduc Norvège-Dunkerque, la Belgique, la France et l'Italie pourraient être vulnérables. Les interconnexions hispano-

françaises, franco-italiennes et germano-autrichiennes susmentionnées et la mise en boucle du réseau principal français seraient toutes nécessaires. Un raccordement non planifié reliant le gazoduc Dunkerque-Zeebrugge à Lyon et à Turin pourrait acheminer les approvisionnements assurés de la mer du Nord jusqu'en Italie. L'application intégrale de toutes les mesures de sécurité mentionnées au paragraphe 5.2 serait également indispensable. L'Espagne, l'Italie, la France et la Grèce pourraient chercher d'autres sources de GNL possibles. La Finlande devrait avoir recours à son système d'interruptibilité et de centrales convertibles; à long terme, une solution pour elle serait une connexion avec la Suède, une éventualité envisageable eu égard à la croissance du marché nordique et tout développement éventuel d'approvisionnement en gaz en provenance de la mer de Barents.

Ces scénarios indiquent qu'il serait impossible qu'une portion considérable du gaz provenant de la mer du Nord à travers les différents gazoducs transite par le réseau méridional français. Parmi les remèdes envisageables figure l'extension de l'interconnexion hispano-française projetée jusqu'à proximité de Strasbourg et jusqu'au réseau Midal (qui relie déjà les approvisionnements en provenance de la Russie et de la Norvège). Cette interconnexion achèverait une liaison stratégiquement importante entre les trois principaux fournisseurs extérieurs du gaz de la Communauté européenne.

AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DES GAZODUCS GRÂCE AUX ÉCHANGES ET AUX TRANSFERTS

L'accroissement du potentiel résulte non seulement des nouvelles constructions, mais aussi de la coopération entre les négociants. Si les interconnexions indiquées se concrétisent, les possibilités d'échange ou de transfert des fournitures de gaz au sein de la CE augmenteront sensiblement.

SOURCES D'APPROVISIONNEMENT POSSIBLES À LONG TERME

Le projet de gazoduc Yamal-Europe, qui part de la Russie et traverse la Biélorussie et la Pologne, a été reconnu comme une réalisation relevant des RTE. Il constituera une deuxième grande voie d'exportation pour les fournitures russes à la CE et une solution de rechange pour les approvisionnements acheminés par l'Ukraine. La construction du réseau de Yamal aura lieu par étapes, les tronçons allemands, polonais et biélorusses étant achevés les premiers. Lorsqu'il sera complètement terminé, au siècle prochain, le débit prévu de ce gazoduc vers l'Europe pourrait atteindre plus de 50 Gm³. A long terme, on peut imaginer une

nouvelle canalisation est-ouest qui, traversant les PECO, acheminerait le gaz de Yamal vers les marchés méridionaux de la France, de l'Italie et de l'Espagne.

Un gazoduc arrivant du Turkménistan à travers l'Iran ou la mer Caspienne est à l'examen depuis un certain temps malgré les difficultés économiques et de transport que peut poser l'éloignement des marchés communautaires. Le seul État membre qu'il pourrait atteindre dans des conditions économiquement viables est la Grèce.

Les ressources de GNL du Nigéria, de la Trinité-et-Tobago, du Venezuela, du Yémen et du Qatar sont

autant de sources potentielles pour l'Europe. La réalisation des projets qui s'y rapportent augmenterait la souplesse de l'approvisionnement disponible pour la Communauté européenne.

La mise en service de nouvelles sources d'approvisionnement est limitée par des facteurs d'ordre principalement économique (coût du projet ou niveau des prix en Europe) et ne se fera pas à moins que la croissance du marché ne le justifie. Quant aux projets de gazoducs très longs, la traversée de plusieurs frontières nationales peut poser un problème supplémentaire. □

SCHWEDEN ALS ENERGIENATION UND ALS MITGLIED DER EUROPÄISCHEN UNION

Jörgen Andersson
Schwedischer Minister für Wohnungsbau und Energie

SCHWEDEN IST NUN SCHON SEIT
EINEM JAHR MITGLIED DER
EUROPÄISCHEN UNION.

Von der Einwohnerzahl her ist Schweden ein kleines Land. Trotz der besonderen Siedlungsstrukturen des Landes - eines verhältnismäßig dünn besiedelten Flächenstaates - hat das "schwedische Modell" einen großen Bekanntheitsgrad erreicht. Es verfolgt ehrgeizige Ziele in bezug auf die sozialen und wirtschaftlichen Errungenschaften und die Gleichheit der Bürger. Heutzutage gehören zu diesem Modell auch strenge Umweltstandards. Seine Ziele konnten mit Hilfe einer Verbindung politischer Entscheidungen und dezentraler Meinungsbildungsprozesse verwirklicht werden.



Minister Jörgen Andersson

Aber das Land, die Wälder und das Wasser haben nicht nur Schwedens wirtschaftliche Entwicklung, sondern auch die schwedische und die skandinavische Lebensart nachhaltig mitgestaltet. Wir leben naturverbunden und haben gelernt, die Natur zu schützen. Deshalb achten wir auf strenge Umweltnormen sowohl im eigenen Land als auch in der internationalen Völkergemeinschaft.

Als Energienation ist Schweden jedoch nicht gerade ein kleines Land. Bei der Entwicklung des Landes hat Energie eine maßgebliche Rolle gespielt. Das schnelle Wirtschaftswachstum des vergangenen Jahrhunderts hat Schweden in ein reiches, hochentwickeltes Land verwandelt. Diese Entwicklung ist in erheblichem Maße auf unsere großen Wald- und Erzreserven zurückzuführen. Zusammen mit den vielen Möglichkeiten zur Nutzung der Wasserkraft haben sie aus einem Land der Bauern und Holzfäller eine moderne Industrienation gemacht. Gleichzeitig ist zu beachten, daß Schweden nicht über heimische feste Brennstoffe verfügt. Dieser Tatbestand hat unsere Energiepolitik weitgehend geprägt.

DAS SCHWEDISCHE ENERGIESYSTEM

Schweden hat ein rauhes Klima, ist dünn besiedelt und verfügt über eine erfolgreiche, aber energieintensive verarbeitende Industrie. Unser Lebensstil ist somit energieabhängig - trotz der außerordentlich strengen Normen zur Energieeffizienz z.B. für neue Gebäude oder für die Nachrüstung von Wohngebäuden, gewerblich genutzten Räumen und Industrieanlagen. Die schwedischen Haushalte und Unternehmen haben traditionsgemäß einen guten Zugang zum Stromnetz, und zwar zu Preisen, die verglichen mit anderen Ländern eher niedrig ausfallen. Dies erklärt den hohen Energieverbrauch und den Tatbestand, daß Schweden eines der energieintensivsten Länder der Welt ist.

Das Gesamt-Energieaufkommen hat sich seit Anfang der siebziger Jahre nicht nennenswert verändert. In den siebziger und achtziger Jahren hat das schwedische Energiesystem jedoch einen grundlegenden Wandel durchlaufen. Man kann auch sagen, daß Schweden in diesem Zeitraum elektrifiziert wurde. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wurde fast verdoppelt; hinzu kamen erhebliche Kapazitäten im Kernenergiebereich. Der Anteil der Elektrizität an der Gesamt-Energieversorgung stieg von 10 % auf 30 %.

Gleichzeitig ging der Anteil des Erdöls am Gesamt-Energieverbrauch von über 75 % im Jahre 1970 auf nur 42 % im Jahre 1993 drastisch zurück. Diese Entwicklung ist auf die - in dieser Beziehung - sehr erfolgreiche Energiepolitik der siebziger und achtziger Jahre zurückzuführen, die darauf ausgerichtet war, die große Abhängigkeit der Wirtschaft von Energie- und insbesondere Öleinfuhren zu reduzieren.

DIE SCHWEDISCHE ENERGIEPOLITIK

Auf Grund dieser großen Abhängigkeit von Energieeinfuhren spielt Energie in der schwedischen Politik eine wichtige Rolle. Wie die meisten anderen Industrieländer war Schweden von den Ölkrisen in den siebziger Jahren und Anfang der achtziger Jahre stark betroffen. In diesem Zeitraum stand das Problem der Versorgungssicherheit im Mittelpunkt des politischen Interesses. Es wurden enorme Anstrengungen unternommen und erhebliche Mittel bereitgestellt, um Energie einzusparen, Erdöl durch andere Energieträger zu ersetzen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Entwicklung neuer Energietechnologien zu fördern. Diese Politik war in allen wesentlichen Aspekten erfolgreich und führte zu einer effizienteren Energienutzung, einer erheblichen Senkung des Erdölverbrauchs und zur Entwicklung neuer Technologien mit höherem Energiewirkungsgrad.

Eine Folge der Politik zur Verringerung des Ölverbrauchs in den siebziger und achtziger Jahren war ein erheblicher, bewußter Mehrverbrauch an Elektrizität. So wurden in einem großen Teil der Einfamilienhäuser die Ölheizungen durch elektrische Heizungen ersetzt; bei den Fernheizungen, mit denen die meisten Mehrfamilienhäuser ausgerüstet sind, erfolgte - wie auch in anderen Bereichen des Wirtschaftslebens - ebenfalls eine schnelle Umstellung.

Die vormalig stark ausgeprägte Ölabhängigkeit wurde also durch eine neue Elektrizitätsabhängigkeit ersetzt. Die Stromerzeugung beträgt pro Kopf der Bevölkerung 17.000 kWh im Jahr. Das ist doppelt soviel wie in

Frankreich und dreimal soviel wie in Spanien. Der Durchschnittsschwede verbraucht derzeit mehr Strom aus Kernkraftwerken als der Durchschnittsfranzose, obwohl in Schweden nur die Hälfte des Elektrizitätsbedarfs durch Kernenergie gedeckt wird. Vor diesem Hintergrund zeigt sich, wie abhängig Schweden von einer effizienten, gut funktionierenden Stromversorgung ist.

Das erste allumfassende Konzept für eine nationale Energiepolitik wurde in Schweden infolge der ersten Ölkrise erarbeitet. Anfänglich war die Energiepolitik primär darauf ausgerichtet, durch Energieeinsparungen und durch Ersetzen von Erdöl durch andere Energieträger die Versorgungssicherheit zu verbessern. Angesichts veränderter Rahmenbedingungen, wie etwa der Stabilisierung der Erdölmärkte, der gewandelten Einstellung der Öffentlichkeit zur Kernenergie und des ausgeprägteren Bewußtseins für Klima- und Umweltprobleme, hat sich die Perspektive, aus der das Problem angegangen werden muß, nach und nach geändert.

Mit dem Abflauen der Öl-Versorgungskrise gewannen Umweltfragen immer mehr an Bedeutung. Hierzu zählten die Umweltschädlichkeit der festen Brennstoffe und die Risiken der Kernenergie. Der Atomunfall von Three Mile Island, USA, rückte letztere Frage in den Mittelpunkt des öffentlichen Interesses und führte in Schweden zu einer Volksbefragung. Auf die Kernenergieproblematik wurde ich weiter unten noch eingehen. Zur gleichen Zeit begann auch die Diskussion über den Treibhauseffekt.

Im großen und ganzen waren die achtziger Jahre in Schweden durch eine Reihe mehr oder weniger unabhängiger Parlamentsentscheidungen geprägt, die in verschiedener Hinsicht zu Einschränkungen bei der künftigen Energieversorgung führten. So beschloß das Parlament 1985, eine weitgehende Nutzung der großen Flüsse zu unterbinden. Drei Jahre später wurde beschlossen, einen weiteren Anstieg der CO₂-Emissionen aus heimischen Quellen in die Erdatmosphäre nicht zuzulassen. Gleichzeitig war es jedoch eine der Grundfesten unserer Industriepolitik, die Strompreise auf einem niedrigen Niveau zu halten, um eine Verschlechterung der Wettbewerbssituation Schwedens zu verhindern.

Die geltenden Leitlinien zur schwedischen Energiepolitik stammen aus dem Jahre 1991. Sie basieren auf einem Kompromiß der drei größten politischen Parteien, mit dessen Hilfe versucht wurde, bestehende Zielkonflikte zu überwinden. Diese Konflikte haben sich seitdem jedoch noch verschärft.

Den Leitlinien zufolge ist die Energiepolitik darauf ausgerichtet, die Versorgung mit Elektrizität und weiteren Energieträgern sowohl kurz- als auch langfristig zu international wettbewerbsfähigen Bedingungen zu sichern und dadurch eine gute wirtschaftliche und soziale Entwicklung in Schweden voranzutreiben. Die Grundlagen der Energiepolitik müssen natürlich und ökologisch dauerhaft tragfähig sein.

Die nationale Elektrizitätsversorgung soll mit Hilfe eines Energiesystems gesichert werden, das weitmöglichst auf dauerhaften, möglichst heimischen und erneuerbaren Energiequellen sowie auf einem effizienten Umgang mit der Energie beruht. Alle Energietechnologien müssen in Einsatz und Entwicklung strengen Sicherheits- und Umweltnormen gerecht werden.

Bei der Betrachtung dieser Zielsetzungen und Leitlinien zeigt sich deutlich, daß Versorgungssicherheit, Umweltschutz und Wettbewerbsfähigkeit in der schwedischen Energiepolitik einen hohen Stellenwert einnehmen. Dies sind auch die drei Schlüsselemente des Grünbuchs der Kommission für eine Energiepolitik der Europäischen Union. Auf die schwedische Haltung zu einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik werde ich noch eingehen.

DIE FRAGE DER KERNENERGIE

Die Kernenergie spielt wie erwähnt im schwedischen Energiesystem - und somit auch in der Energiedebatte - eine wichtige Rolle. Insgesamt verfügt Schweden über zwölf Kernreaktoren mit einer Gesamtkapazität von 10.000 MW. Gegenwärtig wird etwa die Hälfte der in Schweden erzeugten Elektrizität in Kernkraftwerken produziert.

Die meisten schwedischen kerntechnischen Anlagen wurden in den siebziger Jahren bzw. Anfang der achtziger Jahre gebaut. Wie bereits erwähnt wurde 1980 infolge des Atomunfalls von Three Mile Island eine Volksbefragung zur künftigen Rolle der Kernenergie durchgeführt. Dem Ergebnis dieses Referendums entsprechend beschloß das Parlament ebenfalls 1980 einen mit den Erfordernissen der Aufrechterhaltung der Beschäftigungssituation und des Lebensstandards vereinbaren schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie. Nach dem Parlamentsbeschluß ist der letzte schwedische Kernreaktor spätestens im Jahre 2010 stillzulegen. Heute, nur 15 Jahre vor diesem

Termin, erscheint es sehr schwer, wenn nicht sogar unmöglich, diesen Zeitplan einzuhalten.

UMWELT- UND KLIMAPOLITISCHE ERWÄGUNGEN

Natürlich spielen bei der Festlegung energiepolitischer Maßnahmen auch der Umweltschutz und die Klimaveränderungen eine bedeutende Rolle. Neben den Leitlinien zur Energiepolitik legte sich das Parlament auf eine klimapolitische Strategie fest, in der die internationale Zusammenarbeit einen hohen Stellenwert einnimmt.

Schweden gehört zu den Unterzeichnerstaaten der sogenannten Konvention von Rio zum Schutz des Erdklimas. 1993 stimmte das Parlament für eine nationale Strategie, die darauf ausgerichtet ist, die CO₂-Emissionen aus fossilen Brennstoffen im Einklang mit der UN-Klimakonvention im Jahre 2000 auf dem Stand von 1990 einzufrieren und danach weiter zu reduzieren. Dieses Ziel soll mit Hilfe von Aktivitäten im Bereich der Forschung, Entwicklung und Demonstration erreicht werden, aber auch durch eine Verbesserung der Energieeffizienz und eine Umstellung auf erneuerbare Energiequellen in den baltischen Staaten, Polen und dem übrigen Osteuropa.

Ein wichtiges Element der Energie- und Umweltpolitik ist die 1991 eingeführte, seitdem mehrmals angehobene CO₂-Steuer. Heute verfügt Schweden über eine für alle Verbrauchergruppen sehr hohe CO₂-Steuer - vielleicht die höchste der Welt. Folglich sind in allen Schichten der Bevölkerung erhebliche Anstrengungen unternommen worden, um den Energiewirkungsgrad zu steigern und die Emissionen zu reduzieren. Aber trotz der hohen Steuersätze erachten wir es immer noch als schwierig, die genannten Ziele zu erreichen. Für die Politik ist es eine große Herausforderung, eine Klimapolitik mit ehrgeizigen, konkreten Zielen zu formulieren und dabei weder die Kostenwirksamkeit der Maßnahmen, noch die anderen akzeptierten energiepolitischen Zielsetzungen zu vernachlässigen. Zur Lösung der Klimafrage sind globale Lösungen und internationale Zusammenarbeit gefordert; das schwedische Engagement in den baltischen Staaten ist auch vor diesem Hintergrund zu betrachten.

Schweden hat somit eine vielseitige Aufgabe zu lösen: Es soll die CO₂-Emissionen stabilisieren, eine Ausbeutung der bisher unberührten Flüsse verhindern, einen mit der Aufrechterhaltung der Beschäftigungssituation und des Lebensstandards vereinbaren schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie betreiben und einen wettbewerbsfähigen Strompreis garantieren.

Für ein Land, in dem der Wohlstand im wesentlichen auf der energieintensiven verarbeitenden Industrie beruht, ist dies eine Herausforderung sondergleichen. In Schweden wird lebhaft über Energie diskutiert, und viele Menschen fragen sich, ob die derzeitigen energiepolitischen Leitlinien überhaupt noch zeitgemäß bzw. vernünftig sind.

In diesem Zusammenhang möchte ich betonen, daß die Energiepolitik auch erheblichen wirtschaftlichen Zwängen unterliegt. Seit dem Amtsantritt der derzeitigen Regierung waren die Schweden im Rahmen einer gründlichen Sanierung der Staatsfinanzen bereits gezwungen, den Gürtel erheblich enger zu schnallen. Das deutlich sichtbare Ergebnis ist ein Rückgang des Haushaltsdefizits, ferner eine stärkere Währung und sinkende Zinsen. Die Regierung wird sich hüten, diese Errungenschaften durch eine realitätsferne Energiepolitik in Frage zu stellen.

DIE ENERGIEKOMMISSION

1994 ernannte das Parlament eine Kommission mit der Aufgabe, eine umfassende Analyse der schwedischen Energiepolitik zu erstellen. Diese Kommission soll die laufenden energiepolitischen Programme in bezug auf erforderliche Änderungen bzw. Zusatzmaßnahmen untersuchen und ein Programm mit einem Zeitplan für die Reform des derzeitigen Energiesystems vorlegen.

Eine wichtige Prämisse für die Arbeit der parlamentarischen Kommission besteht darin, daß Reform und Entwicklung des Energiesystems auf einem nachhaltigen, langfristigen politischen Konsens beruhen müssen. Der Bericht der Kommission ist im Dezember 1995 vorzulegen und sein Inhalt bis heute - November 1995 - noch nicht bekannt. Natürlich wird der Bericht mit großem Interesse aufgenommen werden. Nach der wichtigen öffentlichen Diskussion werden Verhandlungen auf höchster politischer Ebene geführt. Es bleibt zu hoffen, daß aus diesen Verhandlungen ein langfristiger, stabiler Kompromiß zur schwedischen Energiepolitik hervorgehen wird.

DIE REFORM DES ELEKTRIZITÄTSSEKTORS

Eine wichtige Voraussetzung für die Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen bei gleichzeitiger Beibehaltung oder Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der schwedischen Industrie ist die Kostenwirksamkeit der im Energiesektor eingeleiteten Maßnahmen. Das bedeutet, daß die Märkte reibungslos funktionieren und von den Energiepreisen die richtigen Signale ausgehen müssen. Das Vorhandensein effizienter Energiemärkte

ist eine Voraussetzung für die Verbesserung des Energiewirkungsgrades insgesamt.

Die Diskussion über eine Reform des Elektrizitätsmarktes begann Anfang der neunziger Jahre. 1992 wurde Statens Vattenfallsverk, das größte (und zugleich staatliche) Stromversorgungsunternehmen, in ein öffentliches Wirtschaftsunternehmen umgewandelt. Gleichzeitig wurden alle Aktivitäten aus dem Bereich der Hochspannungsübertragung in einer separaten Körperschaft des öffentlichen Rechts, Svenska kraftnät, organisiert. Diese Veränderungen waren darauf ausgerichtet, die Verwaltung staatlichen Kapitals zu verbessern und die notwendigen Voraussetzungen für den Handel mit Elektrizität zu schaffen. Am 25. Oktober 1995 traf das Parlament seine endgültige Entscheidung; die neuen Regelungen werden am 1. Januar 1996 in Kraft treten.

Die Reform, der umfassende Untersuchungen vorausgegangen sind, orientierte sich an einer ähnlichen, in Norwegen bereits durchgeführten Reform. Sie zielt darauf ab, den Anforderungen der Verbraucher gerecht zu werden und die Effizienz des Elektrizitätssystems zu verbessern. Man geht davon aus, daß die Einführung des Wettbewerbs die Kosten und Preise nach unten treiben und dem Verbraucher gleichzeitig ein höheres Dienstleistungsniveau bieten wird.

Der Grundgedanke besteht darin, die Erzeugung von und den Handel mit Elektrizität einerseits und ihre Übertragung (die Netzdienstleistungen) andererseits deutlich voneinander zu trennen. In den Bereichen Erzeugung und Handel soll Wettbewerb herrschen, während die Übertragungsnetze - ein natürliches Monopol - auch weiterhin reguliert und überwacht werden sollen. Um eine freie Preisgestaltung und einen freien Handel mit Elektrizität zu ermöglichen, werden alle Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, jeden Interessenten an ihr Netz anzuschließen. Außerdem ist der Transport der Elektrizität zu fairen Preisen durchzuführen. Hierbei handelt es sich um den "uneingeschränkten Netzzugang Dritter" (TPA).

Der Handel mit Elektrizität soll also unter marktwirtschaftlichen Bedingungen und im freien Wettbewerb stattfinden. Die für den Elektrizitätssektor gewählte Lösung ist allerdings komplex, und es wurde für notwendig befunden, eine Reihe von Sicherheitsmaßnahmen einzubauen.

So wurde eine Behörde eingerichtet, deren Aufgabe darin besteht, das Gleichgewicht zwischen der Elektrizitätserzeugung und dem -verbrauch zu wahren und die Betriebssicherheit des nationalen Elektrizitätssystems zu gewährleisten. Eine weitere

Behörde reguliert die Voraussetzungen für den Netzzugang.

Um einen reibungslosen Übergang zu gewährleisten, wurden Sonderregelungen für Kleinverbraucher eingeführt. Während eines Übergangszeitraums werden - ohne besondere Auflagen hinsichtlich der Zählung oder der Abrechnung - alle Interessenten mit Elektrizität beliefert. Das für diese Lieferungen zuständige Versorgungsunternehmen unterliegt der Preisregulierung, hat aber gleichzeitig das Exklusivrecht, jene Kunden zu beliefern. Für die Energieerzeugung in kleinem Rahmen, etwa durch Windkraftanlagen oder kleinere Wasserkraftwerke, gelten ebenfalls Sonderregelungen.

Wie ich anfänglich bereits erwähnte, hat Schweden eine geringe Bevölkerungsdichte. Dies gilt besonders für den Norden des Landes. Um die Verbraucher in den ländlichen Regionen vor überhöhten Preisen zu schützen, ist die Möglichkeit vorgesehen, die Tarife für den Stromtransport entsprechend zu gewichten.

Eine Optimierung des laufenden Betriebs wurde bisher durch eine Kooperationsvereinbarung der größten Versorgungsunternehmen gewährleistet. Diese Aufgabe wird nunmehr von dem für den Systembetrieb zuständigen Unternehmen Svenska kraftnät wahrgenommen. Ein Sonderbeauftragter soll feststellen, durch welche speziellen Rechtsvorschriften der Handel mit Elektrizität geregelt werden sollte (etwa durch einen "Power Pool"). Mit Hilfe eines solchen Power Pools kann die Kostenwirksamkeit von Investitionen verbessert und die Inanspruchnahme der vorhandenen Produktionskapazitäten rationalisiert werden. Der Sonderbeauftragte untersucht auch die möglichen Folgen eines freien grenzüberschreitenden Handels mit Elektrizität. Hierauf werde ich gleich noch näher eingehen.

DIE NORDISCHE ZUSAMMENARBEIT

Aus europäischer Sicht ist die schwedische Reform ein erheblicher Bruch mit der Tradition. Von wenigen Ausnahmen abgesehen sind die Stromversorgungssysteme der europäischen Länder noch immer geschlossen; ein erhebliches Maß an Reglementierung und öffentlichen Interventionen ist die Regel. Die durch einen hohen Stromverbrauch gekennzeichneten skandinavischen Länder bilden hier eine bemerkenswerte Ausnahme.

Die nordischen Länder arbeiten schon seit langem erfolgreich zusammen, was auch für die Stromversorgung gilt. Eine gemeinsame Optimierung

der Betriebsabläufe steht schon seit vielen Jahren auf der Tagesordnung. Deshalb ist es ganz natürlich, daß wir bei der Reform unserer nationalen Märkte gleichzeitig darum bemüht waren, einen nordischen gemeinsamen Markt zu verwirklichen.

Bei dieser Arbeit haben wir bereits erhebliche Fortschritte erzielt; letzten Sommer haben meine nordischen Amtskollegen aus Norwegen, Finnland und Dänemark und ich ein Grundsatz-Übereinkommen zur Einrichtung eines nordischen gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarktes unterzeichnet. Wir haben die Notwendigkeit erkannt, eine Art Börse einzurichten, wo die Preise für kurzfristige Lieferungen festgelegt werden. Norwegen und Schweden wollen bereits Anfang 1996 einen gemeinsamen "Power Pool" einrichten. Finnischen und dänischen Unternehmen wird die Möglichkeit geboten, sich über den Pool oder mit Hilfe langfristiger Verträge am Handel zu beteiligen. Dies führt zur stufenweisen Vollendung eines nordischen Elektrizitätsverbundes.

Der neue nordische Elektrizitätsmarkt wird der größte in Europa sein. In Schweden wurden 1994 etwa 140 TWh Strom erzeugt. Nach Vollendung des nordischen Elektrizitätsbinnenmarktes werden wir über etwa 340 TWh verfügen. Ich hoffe, daß das Funktionieren dieses Marktes auch den anderen Ländern Europas wichtige Anregungen vermitteln wird.

SCHWEDEN IN DER EUROPÄISCHEN UNION

Nach meiner kurzen Übersicht möchte ich nun auf den schwedischen Beitrag zur Arbeit der EU eingehen.

Seit dem Beitritt Schwedens, Finnlands und Österreichs zur Europäischen Union ist fast ein Jahr vergangen. Als für die Energiepolitik in meinem Land zuständiger Minister bin ich sowohl beeindruckt als auch enttäuscht. Ich bin beeindruckt von den ehrgeizigen Zielsetzungen und der bereits geleisteten gründlichen Arbeit und auch von der großen Offenheit und der Aufgeschlossenheit, mit der diese Arbeit verrichtet wird. Aber ich bin enttäuscht, daß kein nennenswerter Fortschritt erzielt wird - dies gilt besonders für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Die Energieversorgung ist für jedes Gemeinwesen von grundlegender Bedeutung. Mit einer sicheren, ausreichenden Versorgung mit Elektrizität zu vernünftigen Preisen steht und fällt die gesamte gesellschaftliche und industrielle Entwicklung.

Der Elektrizitätssektor ist von Natur aus sehr komplex; daher versteht es sich von selbst, daß jede Reform einer gründlichen Vorbereitung bedarf, um einen effizienten

Betrieb und angemessene Neuinvestitionen nicht zu gefährden. Trotzdem bin ich davon überzeugt, daß eine Reform der europäischen Elektrizitätsmärkte nicht nur wünschenswert, sondern unbedingt notwendig ist. Durch einen freien Handel und Investitionsanreize können wir ein enormes Potential zur Verbesserung der Effizienz realisieren; damit leisten wir einen maßgeblichen Beitrag zur Erreichung eines hohen Umweltschutzniveaus und zur Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie.

Nach meiner Überzeugung können durch die Zulassung des Wettbewerbs und der Niederlassungsfreiheit auf den Elektrizitätsmärkten und durch die Ausweitung der Märkte über nationale Grenzen hinaus hohe Gewinne erzielt werden.

Während der Übergangsphase, in der die Märkte vieler Länder nach wie vor durch übermäßige Reglementierung und Monopolwirtschaft geprägt sind, können die Unterschiede zwischen den nationalen Systemen den grenzüberschreitenden Handel beeinträchtigen. In Europa wird über das Konzept der "Reziprozität" diskutiert, das faire und gleiche Rahmenbedingungen für alle fordert. Aus schwedischer Sicht ist es unbedingt erforderlich, mit Hilfe gemeinsamer Regelungen Reziprozität und gleichen Marktzugang für alle Mitgliedstaaten zu gewährleisten. Für uns ist die Vorstellung, womöglich zwischen zwei völlig verschiedenen "Modellen" für die Strukturierung des Elektrizitätssektors wählen zu sollen, sehr befremdlich. Erst wenn wir gemeinsame, einheitliche Regelungen geschaffen haben, kann das Integrationspotential voll entfaltet werden, und zwar so, daß alle Mitgliedstaaten davon profitieren.

Ich weiß, daß die Elektrizitätswirtschaft in den einzelnen Mitgliedstaaten institutionell höchst unterschiedlich strukturiert und organisiert ist. Auf diesen Tatbestand ist mehrmals verwiesen worden, um mangelnde Anstrengungen bei der Suche nach gemeinsamen Lösungen zu legitimieren. Ich halte diese Befürchtungen für übertrieben. In diesem Zusammenhang könnte ich darauf hinweisen, daß auch zwischen den nordischen Ländern in bezug auf Strukturen, Organisationsformen, politische Rahmenbedingungen und Eigentumsverhältnisse erhebliche Unterschiede bestehen. Trotz dieser Unterschiede rechnen wir mit einer gemeinsamen, ausgewogenen Lösung, die die jeweils besten Merkmale unserer Elektrizitätsversorgungssysteme miteinander verbindet. Ich hoffe, daß das Beispiel der nordischen Länder den anderen Mitgliedstaaten für die Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes wichtige Anregungen vermitteln wird.

DAS GRÜNBUCH ZUR ENERGIEPOLITIK

Heute sehen sich die Mitgliedstaaten der Europäischen Union mit großen gemeinsamen Herausforderungen konfrontiert, bei deren Lösung energiepolitische Maßnahmen eine entscheidende Rolle spielen könnten. Auf der Tagesordnung stehen unter anderem weitreichende Maßnahmen zum Schutz der Umwelt und des Klimas, die Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft und die Sicherung der Energieversorgung. Es liegt in der Natur dieser umfassenden Probleme, daß es in vielen Fällen nicht möglich ist, auf der Ebene einzelner Mitgliedstaaten wirksame Lösungen zu entwickeln. Daher die Notwendigkeit, im Energiesektor gemeinsame Maßnahmen zu ergreifen.

In der konstruktiven Diskussion, die gegenwärtig in der Union stattfindet, hat sich eine Reihe von Maßnahmen herauskristallisiert, die für gemeinschaftliche Initiativen besonders geeignet sind:

- Eine Liberalisierung der Elektrizitäts- und Gasmärkte ist zur Aufrechterhaltung und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie unbedingt erforderlich. Heute ist die europäische Energieindustrie von abgeschotteten Märkten geprägt; die Kosten und Preise variieren erheblich, und die Produktions- und Verteilersysteme arbeiten zum Teil eher unwirtschaftlich.
- Transeuropäische Netze könnten bei der Erleichterung eines ungehinderten Energieflusses innerhalb Europas eine wichtige Rolle spielen. Ebenso wichtig ist jedoch meines Erachtens die Niederlassungsfreiheit, also ein wirklicher Wettbewerb der Energieerzeuger.
- Die gemeinsame Finanzierung von Aktivitäten in den Bereichen Forschung, Entwicklung und Demonstration ist fortzuführen; es handelt sich um einen Schlüsselfaktor auf dem Weg zu einem umweltgerechten, wirtschaftlichen Energiesystem sowie zur Belebung der europäischen Industrie.

Natürlich sind dies nicht die einzigen Bereiche mit einem erheblichen Potential für eine verstärkte energiepolitische Zusammenarbeit. Aber ich persönlich glaube, daß es noch zu früh ist, um über eine gemeinsame Energiepolitik zu sprechen; die Unterschiede zwischen den Energiesystemen der einzelnen Mitgliedstaaten sind einfach noch zu groß. Bevor grundlegende Maßnahmen eingeleitet werden können, ist - wie in anderen Fällen auch - ein "Konvergenzplan" für den Energiesektor zu erstellen. Solange die nationalen Elektrizitäts- und Gasmärkte gegeneinander abgeschottet bleiben, gibt es keine wirkliche Grundlage für eine gemeinsame Energiepolitik.

Ich bin allerdings davon überzeugt, daß die Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten auch ohne eine offizielle gemeinsame Energiepolitik zwangsläufig und im Interesse aller Beteiligten in den kommenden Jahren zunehmen wird. Als neuer Mitgliedstaat muß Schweden über die Arbeitsweise der Union noch viel lernen. Aber ich bin zuversichtlich, daß wir im Energiebereich wertvolle Beiträge leisten

können. Ich hoffe, es ist mir gelungen, in diesem kurzen Beitrag zu verdeutlichen, wie groß die Energieabhängigkeit Schwedens ist, was natürlich auch heißt, daß wir in Energiefragen ein erhebliches Maß an Fachwissen und Erfahrung gesammelt haben. Wir sind der Europäischen Union beigetreten, um die Entwicklungen in einem Bereich, der für Schweden höchsten Vorrang genießt, aktiv mitzugestalten.

DIE ROLLE UND DIE AUFGABEN VON EURATOM BEI DER FRIEDLICHEN NUTZUNG DER KERNENERGIE¹

F. Caccia Dominioni, GD XVII
Direktor für Industrien und Märkte: nichtfossile Energien

DER STELLENWERT DER KERNENERGIE IN DER EU

Die Rechtsgrundlage für einen Teil der Aufgaben der Europäischen Kommission im Nuklearbereich bildet der im März 1957 unterzeichnete Euratom-Vertrag. Weitere Aktionen haben als Rechtsgrundlage die Bestimmungen des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, erweitert durch die Einheitliche Europäische Akte (1986), und den am 1. November 1993 in Kraft getretenen Vertrag über die Europäische Union (bekannter als Vertrag von Maastricht).

Folglich können Aktionen unter anderem im Rahmen der Gemeinsamen Außen- und Sicherheitspolitik (GASP) beschlossen werden. Dies gilt auch für Aktionen im Nuklearbereich, vor allem hinsichtlich der Nichtweiterverbreitung von Kernwaffen.

Es ist zu beachten, daß eines der in der Präambel des Euratom-Vertrags genannten Ziele darin besteht, die Voraussetzungen für die Entwicklung einer mächtigen Kernindustrie zu schaffen, welche die Energieerzeugung erweitert, die Technik modernisiert und auf zahlreichen anderen Gebieten zum Wohlstand der Völker beiträgt. Man kann davon ausgehen, daß diese Voraussetzungen inzwischen vollständig erfüllt sind: Bei der weltweiten friedlichen Nutzung der Kernenergie kommt Euratom heute ein wichtiger Stellenwert zu, was mit Hilfe folgender Zahlen belegt werden soll:

- Es gibt weltweit 427 Leistungsreaktoren, von denen sich die meisten (132) in der Europäischen Union befinden.

- Etwa 35 % der in der Europäischen Union erzeugten Elektrizität wird in Kernkraftwerken gewonnen. Bei einer installierten Kapazität von 107 GW ist dies weltweit der höchste Anteil.
- Die Europäische Union verfügt über vollständige Kernbrennstoffkreisläufe für kerntechnische Anlagen aller Art: vom Bergbau bis zur Abfallentsorgung, einschließlich des Plutonium-Brennstoffzyklus.

Um eine Vorstellung vom Ausmaß der bei der Sicherheitsüberwachung zu bewältigenden Aufgaben zu bekommen, sollte man folgendes bedenken:

- Das gesamte in den Hoheitsgebieten der Mitgliedstaaten befindliche, für eine zivile Nutzung bestimmte Kernmaterial unterliegt der Euratom-Sicherheitsüberwachung.
- Nach den vorläufigen Zahlen fielen 1994 folgende Bestände unter die Euratom-Sicherheitsüberwachung:
 - 154.400 t abgereichertes Uran
 - 52.300 t Natururan
 - 39.800 t schwachangereichertes Uran
 - 12 t hochangereichertes Uran
 - 342 t Plutonium
 - 4.600 t Thorium.

DIE KERNINDUSTRIE

- Das genannte Kernmaterial wurde in folgenden Anlagen genutzt, verarbeitet, behandelt oder gelagert:
 - ♦ in 380 großen kerntechnischen Anlagen: in Kernreaktoren, Anreicherungsanlagen, Fabrikationsanlagen, Wiederaufarbeitungsanlagen, Konversionsanlagen und Lagern;

¹ Dieser Beitrag basiert auf einer Rede, die auf der International Conference on Nuclear Safeguards (10-11 April 1995) in Sankt Petersburg gehalten wurde.

◆in über 400 Anlagen, in denen sich üblicherweise kleinere Mengen von Kernmaterial befinden; hierzu zählen Transporteure, Zwischenlagerung, Anlagen zur Konditionierung von Abfällen u.ä.

Was Investitionen im Bereich der Kernenergie betrifft, ist zu beachten, daß es zwar zu den Zielsetzungen des Euratom-Vertrags gehört, die Entwicklung der Kernindustrie zu fördern, eine Unternehmertätigkeit im Vertrag aber nicht vorgesehen ist. Hierfür sind Investoren zuständig, die von den Mitgliedstaaten überwacht werden. Nach dem Vertrag ist die Rolle der Gemeinschaft begrenzt; sie läßt sich folgendermaßen zusammenfassen:

"Um die Initiative der Personen und Unternehmen anzuregen und eine abgestimmte Entwicklung ihrer Investitionen auf dem Kerngebiet zu erleichtern, veröffentlicht die Kommission in regelmäßigen Abständen hinweisende Programme, insbesondere hinsichtlich der Ziele für die Erzeugung von Kernenergie und der im Hinblick hierauf erforderlichen Investitionen aller Art."

Ferner heißt es im Euratom-Vertrag: *"Die Kommission erörtert mit den Personen oder Unternehmen alle Gesichtspunkte der Investitionsvorhaben, die mit den Zielen dieses Vertrags in Zusammenhang stehen. Sie teilt ihre Auffassung dem betreffenden Mitgliedstaat mit."* Seit dem Inkrafttreten des Vertrags hat die Kommission drei Hinweisende Nuklearprogramme (PINC) und eine Aktualisierung veröffentlicht. Ein viertes PINC soll demnächst vorgelegt werden. Die Kommission legt großen Wert darauf, daß mit Hilfe der grundlegenden Kriterien für eine die ganze Union umfassende Energiestrategie gerade in der Kernenergiefrage ein internationaler Konsens erzielt wird. Dieser Konsens muß auf einer Anerkennung des Entwicklungsstandes dieser Energieform, aber auch auf der Achtung der politischen Entscheidungen der einzelnen Mitgliedstaaten basieren, denen es natürlich freisteht, sich auf nationaler Ebene für oder gegen die Kernenergie zu entscheiden. Es bleibt zu hoffen, daß ein solcher unionsweiter Konsens den Nuklearprogrammen, die - außer in Frankreich - praktisch überall in Westeuropa einem Moratorium unterliegen, neue Impulse verleihen wird. Die Probleme des Handels mit Kernmaterial sollen angesichts ihrer engen Verflechtungen mit Fragen der Sicherheitsüberwachung und der Nichtweiterverbreitung an anderer Stelle behandelt werden.

SICHERHEITSFRAGEN

Für alle Aktivitäten im Bereich der Kernspaltung und der Kernfusion sind äußerst strenge Sicherheitsmaßnahmen erforderlich. Euratom hat

gemeinschaftliche Rechtsvorschriften für den Strahlenschutz festgesetzt und überprüft auch deren Umsetzung durch die Mitgliedstaaten. Das bedeutet vor allem, daß in der Gemeinschaft Grundnormen für den Gesundheitsschutz der Bevölkerung und der Arbeitskräfte gegen die Gefahren ionisierender Strahlungen festgesetzt werden. Unter "Grundnormen" sind zu verstehen:

- die zulässigen Höchstdosen, die ausreichende Sicherheit gewähren,
- die Höchstgrenze für die Aussetzung gegenüber schädlichen Einflüssen und für schädlichen Befall,
- die Grundsätze für die ärztliche Überwachung der Arbeitskräfte.

Diese Grundnormen wurden erstmals 1959 festgesetzt und seitdem unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts im Bereich des Strahlenschutzes mehrmals aktualisiert. Eine Neufassung wurde dem Rat von der Kommission im Juli 1993 vorgeschlagen. Bei der Ausarbeitung der Grundnormen der Gemeinschaft wurden die Empfehlungen der Internationalen Strahlenschutzkommission (ICRP), die weltweit dem neuesten Stand der Forschung entsprechen, stets in vollem Umfang berücksichtigt.

Neben der Einhaltung der Grundnormen ist für alle Anlagen, bei denen mit einer Freisetzung radioaktiver Stoffe zu rechnen ist, eine Stellungnahme der Kommission erforderlich. Nach Anhörung einer Sachverständigengruppe bestätigt die Kommission, daß die Anlage keine radioaktive Verseuchung des Wassers, des Bodens oder des Luftraums eines anderen Mitgliedstaats verursachen kann.

Hinsichtlich der technischen Sicherheit sowie in Genehmigungsfragen überträgt der Euratom-Vertrag der Gemeinschaft keine besonderen Befugnisse. Bereits 1975 wurden die Mitgliedstaaten und die Kommission in einer Entschliebung des Rates zur schrittweisen Harmonisierung der Sicherheitsanforderungen und -kriterien aufgefordert. Eine Entschliebung aus dem Jahre 1992 bestätigt diese Zielsetzungen, empfiehlt eine Intensivierung der Zusammenarbeit der Sicherheitsbehörden der Europäischen Union und fügt hinzu, daß es notwendig ist, Wissen und Erfahrung, die auf der Ebene der Europäischen Union gewonnen wurden, auch zum Nutzen der mittel- und osteuropäischen Länder sowie der Staaten der ehemaligen Sowjetunion einzusetzen. Die im Hinblick auf die erste Zielsetzung zu verzeichnenden Fortschritte sind zufriedenstellend; in bezug auf die zweite Zielsetzung wurden Schritte in die richtige Richtung unternommen.

Schließlich ist das im Rahmen der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) abgeschlossene

Abkommen über die nukleare Sicherheit ein Meilenstein auf dem Weg zu einer globalen Lösung für die Probleme der Sicherheit bei der Kernenergie.

FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG IM NUKLEARBEREICH

Es gehört ferner zu den Aufgaben der Kommission, die Kernforschung in den Mitgliedstaaten zu fördern und durch eigene Forschungs- und Ausbildungsprogramme zu ergänzen.

Das vierte Rahmenprogramm im Bereich der Forschung, technologischen Entwicklung und Demonstration gilt für die Jahre 1994-1998. Das Programm besteht aus zwei Teilen. Sie beziehen sich auf die Europäische Gemeinschaft bzw. Euratom. Der Gesamthaushalt beträgt 12,3 Milliarden ECU (1 ECU entspricht etwa USD 1,15).

- Das EG-Programm (etwa 11 Milliarden ECU) umfaßt Aktionen aus den Bereichen Informations- und Kommunikationstechnologien, industrielle Technologien, Umwelt, Biowissenschaften, Verkehr, sozioökonomische Forschung sowie nichtnukleare Energien.

- Der Euratom-Teil des Programms (etwa 1,3 Milliarden ECU) betrifft die Bereiche Kernspaltung und kontrollierte Kernfusion; ein Teil der Forschungsarbeiten wird von der Gemeinsamen Forschungsstelle durchgeführt. Im Bereich der Kernspaltung werden sowohl Projekte zur nuklearen Sicherheit als auch Projekte zur Sicherheitsüberwachung durchgeführt (insgesamt 414.000 ECU). Hierzu zählen Arbeiten zu den Bereichen Reaktorsicherheit, schwere Unfälle, Strahlenschutz, geologische Endlagerung, Aktinide, Plutoniumkreislauf, Sicherheitsüberwachung von Siegeln, Probenahme einschließlich zerstörungsfreier Probenahme, Laboratorien vor Ort und natürlich Aus- und Fortbildungsmaßnahmen für Inspektoren der Euratom, der IAEA und seit kurzem auch für Teilnehmer aus der GUS.

Die kontrollierte Kernfusion ist derzeit eines der wichtigsten Beispiele für die Kernforschung in der Europäischen Union. In diesem Bereich der Forschung spielt die Union eine Vorreiterrolle. Angesichts der enormen technologischen Herausforderung hat sich die Union für eine Zusammenarbeit mit globalen Partnern entschieden. Folglich wurde im Juli 1992 das Übereinkommen zur Erstellung eines Internationalen Thermonuklearen Versuchsreaktors (ITER) unterzeichnet. Gegenwärtig teilen sich die Vereinigten Staaten, Japan, Euratom und Rußland die detaillierten Konzipierungs- und Bewertungsaufgaben im Hinblick

auf die technischen und methodologischen Entscheidungen. Die endgültige Entscheidung über den Standort von ITER soll 1998 getroffen werden. Der Reaktor soll um 2005-2007 das erste Plasma erzeugen und um 2015-2020 durch einen Demonstrationsreaktor (DEMO) ersetzt werden. In diesem Zusammenhang hat Euratom beschlossen, die Aktivitäten des JET (Joint European Torus) auszuweiten. Der JET-Reaktor befindet sich in Culham im Vereinigten Königreich und ist seit 1983 in Betrieb. JET wurde als gemeinsames Unternehmen im Sinne des Euratom-Vertrags eingerichtet, an dem alle Mitgliedstaaten sowie die Schweiz beteiligt sind. 1996 soll JET mit einem Gemisch aus Deuterium und Tritium betrieben werden.

Schon allein das Vorhandensein von Kernmaterial erfordert strenge Überwachungsmaßnahmen und Bestimmungen zur Nichtweiterverbreitung, wie sie in der Europäischen Union nach dem Euratom-Vertrag gelten und von der Kommission umgesetzt werden.

Für Kernmaterial, das in die Europäische Gemeinschaft eingeführt, dort hergestellt, genutzt oder gelagert oder aus ihr ausgeführt wird, gelten die internationalen Vereinbarungen zur Nichtverbreitung von Kernmaterial sowie zur Sicherheitsüberwachung. Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie in einigen Fällen die Europäische Union selbst gehören zu den Unterzeichnern der folgenden Übereinkommen:

- Vertrag über die Nichtweiterverbreitung von Kernwaffen (NVV-Vertrag);
- internationale Richtlinien der Gruppe der Nuklearlieferländer (INFCIRC 254, überarbeitete Fassung), einschließlich einer umfassenden IAEA-Sicherheitskontrolle bei der Ausfuhr von Kernmaterial; diese Sicherheitskontrolle wird auch von der Europäischen Kommission eingehalten (z.B. bei Ausfuhren der Gemeinsamen Forschungsstelle);
- Internationales Übereinkommen über den Objektschutz von Kernmaterial, das auch von der Europäischen Gemeinschaft unterzeichnet wurde und 1987 in Kraft trat; ein solches Instrument ist notwendig, um den illegalen Handel mit Kernmaterial zu bekämpfen;
- ferner befinden sich drei mit der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) abgeschlossene Übereinkommen zur Sicherheitsüberwachung in Kraft, zu deren Unterzeichnern auch die Europäische Gemeinschaft zählt: INFCIRC 193 (europäische Nichtkernwaffenstaaten), 263 (Vereinigtes Königreich) und 290 (Frankreich).

Neben den genannten Instrumenten gelten innerhalb der Europäischen Atomgemeinschaft folgende Bestimmungen:

- der Euratom-Vertrag (insbesondere Kapitel 7 - Überwachung der Sicherheit) für die gesamte zivile Nutzung der Kernenergie;
- die speziellen Verpflichtungen aus den Abkommen über die Zusammenarbeit im Bereich der friedlichen Nutzung der Kernenergie, die die Europäische Gemeinschaft mit Drittstaaten abgeschlossen hat - etwa mit den USA (Abkommen von 1960 und Änderungen), mit Kanada (Abkommen von 1959 und Änderungen) und Australien (Abkommen von 1981);
- Verpflichtungen zur Sicherheitsüberwachung, die sich aus weiteren Abkommen bzw. Regelungen der Gemeinschaft ergeben. Einige Mitgliedstaaten haben über einige Aktivitäten zusätzliche - mit dem Euratom-Vertrag voll vereinbare - bilaterale Abkommen abgeschlossen;
- die genannten Bestimmungen gelten für die einzelnen Instrumente sowie gegebenenfalls nicht nur für Kernmaterial, sondern auch für weitere Aspekte der Kernenergie.

NICHTWEITERVERBREITUNG

Die Unterzeichner der Richtlinien der Gruppe der Nuklearlieferländer einigten sich auf der IAEO-Plenarsitzung im April 1992 in Warschau auf eine Regelung zur Kontrolle der Ausfuhren nuklearer Geräte, Materialien und Technologien mit doppeltem Verwendungszweck. Eine Aufstellung der betroffenen Objekte befindet sich im Anhang zu den neuen Leitlinien zur Ausfuhr derartiger Waren und Technologien².

Die Überwachung der Sicherheit erfolgt über die Sicherheitsüberwachung Euratom mit Sitz in Luxemburg. Die Euratom-Inspektoren arbeiten mit den Inspektoren der IAEO zusammen, um die IAEO-Übereinkommen in der Europäischen Union umzusetzen.

Hinsichtlich der Anwendung der Bestimmungen von INFCIRC/193 einigten sich die Kommission und die IAEO im April 1992 auf ein neues partnerschaftliches Konzept, um die Zusammenarbeit bei der Planung und Durchführung von Inspektionen zu verbessern und somit die IAEO in die Lage zu versetzen, unter voller Nutzung der regionalen Sicherheitsüberwachung Euratom in den Nichtkernwaffenstaaten der Gemeinschaft Mittel einzusparen. Der Rückgang bei der Anzahl der IAEO-Inspektionen zeugt von dem guten Ruf der Europäischen Union in bezug auf die Nichtweiterverbreitung. Nichtsdestoweniger wird die

² Die Regelung hinsichtlich der nuklearen Geräte, Materialien und Technologien mit doppeltem Verwendungszweck wurde im Juli 1992 als IAEO-Dokument INFCIRC/254/Rev. 1/Teil 2 veröffentlicht.

IAEO auch weiterhin ihre eigenen unabhängigen Untersuchungen durchführen können.

Auf internationaler Ebene und vor allem infolge der Entwicklungen im Irak hat der Gouverneursrat der IAEO - u.a. auf Vorschlag der Mitgliedstaaten der Europäischen Union - Maßnahmen eingeleitet, um die Sicherheitsüberwachung mit Hilfe einer verbesserten Berichterstattung zu optimieren. Man geht davon aus, daß die Arbeiten im Rahmen der IAEO-Tasks "93+2" eine weitere Stärkung der internationalen Strategien zur Nichtweiterverbreitung herbeiführen; die Kommission sieht den daraus resultierenden Vorschlägen mit Interesse entgegen.

Was die Zusammenarbeit mit der GUS betrifft, so zählt die Kommission zu den Unterzeichnern des Übereinkommens zur Gründung eines internationalen Wissenschafts- und Technologiezentrums (ISTC). In diesem Rahmen bereitet sie einen Vorschlag zur zivilen Nutzung von Kernmaterial vor, das früher für militärische Zwecke bestimmt war³.

Auf internationaler Ebene gibt es noch eine Reihe weiterer wichtiger Projekte zur Nichtweiterverbreitung von Kernmaterial. Sie betreffen beispielsweise

- die internationale Entsorgung von Plutonium
- ein umfassendes Teststoppabkommen
- die Ächtung der Herstellung spaltbaren Materials für Kernexplosionen.

In allen Fällen wird mit bedeutsamen Ergebnissen gerechnet.

Die Konferenz der Vertragsparteien des Vertrages über die Nichtverbreitung von Kernwaffen (NVV) fand im Frühjahr 1995 in New York statt. Auf der Konferenz sollte über eine Ausweitung des Vertrags entschieden werden. Die Europäische Union verlangte - wie auch die Russische Föderation - eine bedingungslose, unbegrenzte Verlängerung des NVV. Die Europäische Union arbeitet entschlossen auf dieses Ziel hin. Außerdem ermutigt sie alle Staaten, die noch nicht Mitglieder des NVV sind, beizutreten und in diesem Rahmen mit der IAEO ein Abkommen über die Sicherheitsüberwachung abzuschließen.

Aus dieser Beschreibung ist leicht zu erkennen, daß die Europäische Union in bezug auf die Sicherheitsüberwachung und Nichtweiterverbreitung einen guten Ruf genießt. Das bedeutet, daß Lieferanten von Kernmaterial aus Drittstaaten der Europäischen Union ihr volles Vertrauen schenken können. Die Versorgung mit Erzen, Ausgangsstoffen und besonderen spaltbaren Stoffen wird gemäß den Bestimmungen von Kapitel 6

³ Vgl. Energy in Europe Nr 25, S 61.

Euratom-Vertrag nach dem Grundsatz des gleichen Zugangs zu den Versorgungsquellen durch eine gemeinsame Versorgungspolitik sichergestellt. Zu diesem Zweck wurde die Euratom-Versorgungsagentur eingerichtet. Sie verfügt über ein Bezugsrecht für Kernmaterial, das im Gebiet der Mitgliedstaaten erzeugt wird, und über das ausschließliche Recht, Verträge über die Lieferung von Kernmaterial abzuschließen.

Die gemeinschaftlichen Regelungen zur Sicherheitsüberwachung und zur Versorgung mit Kernmaterial sind natürlich in Abkommen zwischen der Gemeinschaft und Drittstaaten entsprechend verankert.

DIE WICHTIGSTEN PARTNER DER EU IM BEREICH DER ZIVILEN NUTZUNG DER KERNENERGIE

Die Gemeinschaft hat in der Vergangenheit eine Reihe wichtiger Abkommen mit Drittstaaten abgeschlossen, zum Beispiel mit den USA, Kanada und Australien. Das Abkommen mit den USA gilt bis zum 31.12.1995; die Verhandlungen über ein neues Abkommen wurden vor kurzem abgeschlossen. Das sogenannte Abkommen über Partnerschaft und Zusammenarbeit zwischen der Europäischen Gemeinschaft und Rußland ist ebenfalls in Kraft getreten. In diesem Zusammenhang verhandeln die EG und Rußland gegenwärtig auch über

ein Abkommen zum Nuklearbereich, durch das insbesondere der Handel mit Kernmaterial geregelt werden soll.

Außerdem wird erwartet, daß in nicht allzu ferner Zukunft die Verhandlungen zwischen Euratom und anderen GUS-Republiken über weitere Abkommen zum Nuklearbereich eröffnet werden.

Bei all diesen Abkommen, einschließlich derjenigen, die auf bilateraler Ebene von einzelnen Mitgliedstaaten abgeschlossen wurden, ist es die Aufgabe der Kommission, auf die Einhaltung der Bestimmungen des Euratom-Vertrags und auf die Gewährleistung des freien Warenverkehrs innerhalb des Binnenmarktes zu achten.

Die Kommission hat also die Aufgabe, sowohl aktuell anfallende Aufgaben wahrzunehmen als auch für die Zukunft Vorsorge zu treffen. Wie man in der Russischen Föderation nur zu gut weiß, hat sich die Welt in den letzten Jahren dramatisch verändert. Daß dies ganz besonders für den Nuklearbereich gilt, zeigen die Fortschritte bei der Zusammenarbeit mit der Russischen Föderation besonders deutlich. Eine starke, weltweite Sicherheitsüberwachung und Verträge über die Nichtweiterverbreitung von Kernwaffen sind für die gesamte internationale Gemeinschaft nach wie vor von grundlegender Bedeutung. □

DER MARKT FÜR FESTE BRENNSTOFFE IN DER GEMEINSCHAFT 1995 UND AUSSICHTEN FÜR 1996¹

Jeff Piper , GD XVII
Referat Feste Brennstoffe

1995 hat die nach der Rezession von 1992/93 einsetzende, kräftige Erholung der Wirtschaftstätigkeit Ende des Jahres an Schwungkraft eingebüßt. Die Prognosen für das reale BIP-Wachstum mußten für das gesamte Jahr auf 2½ % nach unten korrigiert werden. 1996 dürfte das BIP-Wachstum nur 1½ % erreichen; dahinter verbirgt sich jedoch eine Beschleunigung, ausgehend von einem mäßigen Wachstumstempo zum Jahresbeginn auf etwa 2½ % im späteren Jahresverlauf.

Dementsprechend hat der Energiebedarf zugenommen. Der Bruttoinlandsverbrauch könnte 1995 um rund 1.7 % gegenüber dem Vorjahr zugenommen haben. Legt man für 1996 die derzeitigen Vorhersagen zugrunde und geht von normalen Witterungsverhältnissen aus, müßte die Zunahme des Primärenergieverbrauchs bei fast 1.8 % liegen.

Trotz steigender Energienachfrage verlieren die festen Brennstoffe weiter Marktanteile zugunsten anderer Primärenergien. 1995 nahm der Verbrauch von Erdgas und Öl zu. Für 1996 wird eine weitere Zunahme von Erdgas am Energiemarkt der Gemeinschaft erwartet.

Die festen Brennstoffe gehen fast nur noch in die Elektrizitätswirtschaft. Der Bedarf der anderen Sektoren ist weiter rückläufig, ein Trend, der sich in den nächsten Jahren fortsetzen dürfte.

Die Nachfrage nach festen Brennstoffen könnte 1995 um etwa 4,6 % zurückgegangen sein. Während der Steinkohleverbrauch um mehr als 4 % abgenommen haben könnte, liegt der Rückgang der Braunkohlenachfrage gegenüber dem Vorjahr bei schätzungsweise 6,3 %.

Für 1996 wird bei der Steinkohle wie bei der Braunkohle ein ähnlicher Trend erwartet.

Die gesamten Inlandslieferungen von Steinkohle dürften 1995 erstmals seit 4 Jahren wieder zugenommen haben, und zwar um 11,8 Mio. t auf 285,1 Mio. t. Die Zunahme der Lieferungen an die Elektrizitätswirtschaft hat den Rückgang der Lieferungen an alle anderen Abnehmer jedoch aufgewogen. Nach Mitgliedstaaten waren die größten Zuwächse im Vereinigten Königreich, Italien, Frankreich und Portugal zu verzeichnen.

Trotz einer Entnahme von rund 6 Mio. t von den Halden der Stromproduzenten dürften die Bestände bei den Kraftwerken 1995 um rund 4,3 Mio. t angewachsen sein. Das bedeutet, daß der reale Steinkohlenverbrauch im Jahr 1995 niedriger war, als aus den Zahlen für die Lieferungen hervorgeht.

Für 1996 erwartet man eine Abnahme der internen Steinkohlenlieferungen um 20,2 Mio. t auf nur noch 264,8 Mio. t. Der Rückgang wird für alle Sektoren mit Ausnahme der Lieferungen an die Kokereien und an die Stahlindustrie prognostiziert, wobei die dramatischste Veränderung - ein Rückgang um 20 Mio. t - bei den Lieferungen an die öffentlichen Kraftwerke erwartet wird. Nach Mitgliedstaaten kommt es zu den drastischsten Verringerungen im Vereinigten Königreich, in Deutschland und in Dänemark.

Die Steinkohlenproduktion wird weiterhin in unterschiedlichem Maße durch die Strukturprogramme der Mitgliedstaaten berührt. Infolge außergewöhnlicher Umstände im Vereinigten Königreich und in Deutschland könnte die Gemeinschaftsförderung im

¹ Diese Zusammensetzung des in Monat September erschienenen 1996er Berichtes ersetzt die Übersetzung des 1995er Berichtes.

Laufe des Jahres 1995 um 6,1 Mio. t auf 137,5 Mio. t gestiegen sein. 1996 wird dagegen mit einem Rückgang der Förderung um etwa 9,1 Mio. t auf 128,4 Mio. t gerechnet.

Förderung und Lieferungen von Braunkohle gehen aufgrund der nachlassenden Nachfrage in Deutschland weiter zurück. Die Gesamtressourcen an Braunkohle und Torf werden 1995 auf 280,5 Mio. t (und 1996 auf 272,5 Mio. t) veranschlagt (gegenüber 295,9 Mio. t im Jahr 1994).

Die Koksproduktion nahm 1995 um etwa 2,8 Mio. t auf 42,4 Mio. t zu. Derzeit erwartet man für 1996 einen geringfügigen Rückgang um 0,6 Mio. t. Auch die Einfuhren dürften 1995 (um 1,7 Mio. t) zugenommen haben. 1996 werden sie (um schätzungsweise 0,1 Mio. t) geringfügig geringer ausfallen.

Im Jahr 1995 könnten die Steinkohlenimporte aus dritten Ländern um 7,5 Mio. t auf 138,9 Mio. t zugenommen haben; für 1996 wird derzeit ein Rückgang um etwa 1 Mio. t prognostiziert. Die größten Zunahmen im Jahr 1995 wurden in Italien, Portugal und Spanien beobachtet, der Löwenanteil der Mehreinfuhren stammte aus den Vereinigten Staaten.

Der internationale Kohlenmarkt ist 1995 um etwa 18-20 Mio. t gewachsen. Den Marktausgleich bewirkten

in erster Linie die zusätzlichen 10 Mio. t, die von den USA auf den Markt geworfen wurden. Damit hat dieses Land seine Fähigkeit bestätigt, im Bedarfsfall die Rolle eines Ausgleichslieferanten zu übernehmen.

Die meiste Kohle wurde 1995 unter Langzeitverträgen gehandelt, das gilt besonders für die besseren Qualitäten; am Spot-Markt war das Angebot eher knapp. Die Spot-Preise sind demzufolge weiter gestiegen und lagen im Jahresverlauf allgemein höher als die Preise für Vertragslieferungen.

Die Spot-Marktpreise dürften aber angesichts schlaffer Nachfrage in Europa, neuer Förderung in Lateinamerika und der Flaute am Frachtmarkt im Jahr 1996 nachgeben.

Die durchschnittlichen CIF-Preise für Importkohle aus Drittländern nach der Gemeinschaft lagen in Dollar ausgedrückt rund 15 % über denen des Vorjahres.

Den Markt für feste Brennstoffe treffen die Veränderungen am übrigen Energiemarkt. Billige alternative Energieträger bei zunehmend schärferen Umweltschutzauflagen haben ein weiteres Vordringen der festen Brennstoffe in den Energiebilanzen der meisten Mitgliedstaaten kurz- und mittelfristig weitgehend abgebremst. Hauptkonkurrent bleibt das Erdgas.

WICHTIGE DATEN DES MARKTES FÜR FESTE BRENNSTOFFE IM VERGLEICH (Mio. t)					
	1994 Ist-Zahlen	1995 vorläufige Zahlen	1996 Voraussc hätzung	1995/94 (%)**	1996/95 (%)**
STEINKOHLE					
Herkunft					
- eigene Förderung	131,4	137,5	128,4	4,6	-6,6
- Wiedergewinnung	1,7	1,6	2,0	-5,2	26,7
- Einfuhren aus Drittländern	131,5	138,9	137,9	5,7	-0,7
Insgesamt	246,6	278,0	268,3	5,1	-3,5
Lieferungen					
- an Kokereien	53,0	52,5	52,8	-0,9	0,6
- zur Verstromung*	181,3	194,9	174,9	7,5	-10,3
- Sonstige	38,9	37,6	37,1	-3,3	-1,3
- Ausfuhren nach Drittländern	0,4	0,3	0,2	-10,7	-28,4
Insgesamt	273,7	285,4	265,1	4,3	-7,1
KOKS					
Herkunft					
- eigene Produktion	39,6	42,4	41,8	7,1	-0,6
- Einfuhren aus Drittländern	4,6	6,3	6,2	36,9	-0,1
Insgesamt	44,2	48,7	48,0	10,2	-0,7
Lieferungen					
- an die Stahlindustrie	41,5	44,2	42,9	6,6	-1,3
- Sonstige Lieferungen innerhalb der Gemeinschaft	4,8	4,6	4,5	-5,1	-0,1
- Ausfuhren nach Drittländern	0,6	0,5	0,4	-17,7	0,0
Insgesamt	46,8	49,2	47,8	5,1	-1,4
BRAUNKOHLE UND TORF					
Herkunft					
- eigene Produktion und Einfuhren	295,9	280,5	272,5	-5,2	-2,9
Lieferungen					
- an Brikettfabrikanten	39,3	32,5	31,2	-17,3	-4,0
- zur Verstromung	237,6	229,5	223,4	-3,4	-2,7
- Sonstige (einschließlich Ausfuhren nach Drittländern)	17,6	15,9	15,4	-9,7	-2,9
Insgesamt	294,5	277,9	270,0	-5,7	-2,8

(!) Zahlen z.T. gerundet

*einschließlich Industrie- und Zechenkraftwerke.

**Die Veränderungen wurden in kt. berechnet.

DIE REVISION DES BERICHTS ÜBER DEN
MARKT FÜR FESTE BRENNSTOFFE IN DER
GEMEINSCHAFT 1994 UND ÜBER DIE
AUSSICHTEN FÜR 1995

Anfang Oktober 1995 veröffentlichte die Europäische Kommission die Revision ihres Berichts über den Markt für feste Brennstoffe (Steinkohle, Koks, Braunkohle und Torf) in der Gemeinschaft. Er enthält die von den Mitgliedstaaten übermittelten endgültigen Zahlen für 1994 und die Prognosen für 1995. Dieser Bericht ist gemäß Artikel 46 des EGKS-Vertrags erforderlich: Um allen Beteiligten Hinweise für ihre Tätigkeit zu geben und um ihr eigenes Handeln zu bestimmen, hat die Kommission Marktentwicklung und Preistendenzen zu untersuchen.

Die drei neuen Mitgliedstaaten werden im Text des Berichts und den dort angeführten Zahlen noch nicht berücksichtigt; die Tabellen im Anhang enthalten jedoch erstmals Angaben über alle 15 Mitgliedstaaten. Die in diesem Beitrag angeführten Zahlen beziehen sich allerdings nur auf die 12 Mitgliedstaaten von Ende 1994.

Aus dem Bericht geht hervor, daß die Gesamtnachfrage nach Primärenergie (gemessen am internen Bruttoverbrauch) 1994 im Vergleich zu 1993 im wesentlichen stabil blieb, obwohl die Industrieproduktion um 4,3 % und das BIP um 2,7 % anstiegen. Bei den verschiedenen Primärenergiequellen stieg die Nachfrage nur bei Erdgas, Steinkohle und Wasserkraft; die Nachfrage nach Braunkohle, Kernenergie und Erdöl ging hingegen zurück. Während die Nachfrage nach Steinkohle um etwa 1,2 % zunahm, sank sie bei Braunkohle um über 6 %. Dadurch fiel der interne Bruttoverbrauch an festen Brennstoffen im Vergleich zu 1993 um 0,6 %. Der für 1995 erwartete Anstieg des BIP in einer Größenordnung von 3,1 % könnte bei der Gesamtnachfrage nach Energie einen Anstieg von etwa 2 % bewirken - normale Witterungsverhältnisse vorausgesetzt. Braunkohle und Wasserkraft werden wahrscheinlich als einzige Primärenergiequellen einen Nachfragerückgang zu verzeichnen haben. Der Verbrauch von Steinkohle dürfte insgesamt stabil bleiben, während beim Verbrauch von Erdgas der

voraussichtlich stärkste Anstieg zu verzeichnen sein wird.

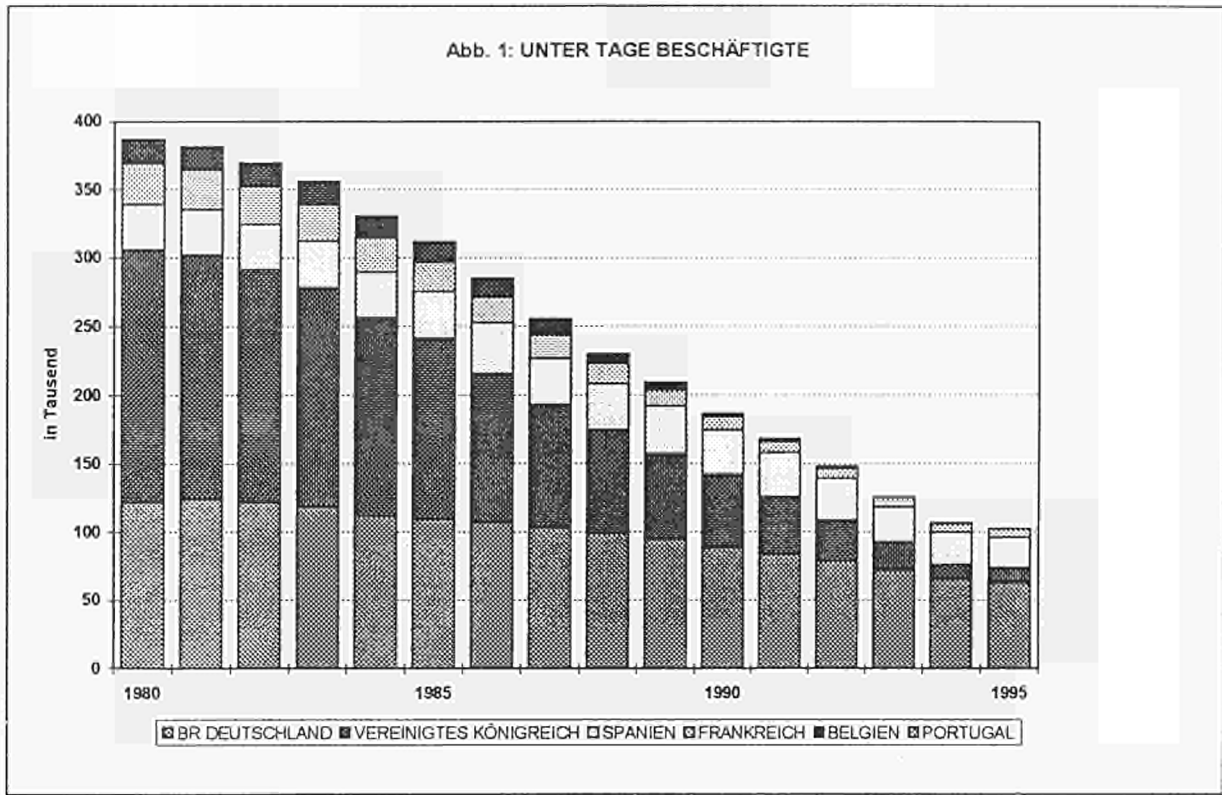
Durch die Maßnahmen zur Umstrukturierung, Rationalisierung, Modernisierung und zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Steinkohleindustrie in der Gemeinschaft wird die heimische Steinkohleförderung auch weiterhin reduziert. Die Gesamtproduktion betrug 1994 131,4 Mio. t, das sind 27,2 Mio. t weniger als 1993. Die Vorhersagen für 1995 deuten auf eine gewisse Stabilität hin, da bei der Förderung nur ein Rückgang um 0,1 Mio. t auf 131,3 Mio. t erwartet wird. Die Prognosen für 1995 wurden um 0,9 Mio. t nach oben korrigiert, was im wesentlichen auf eine höhere Förderleistung in Deutschland und in geringerem Umfang in Frankreich zurückzuführen ist.

Die Produktionsziffern für Braunkohle und Torf wurden für 1994 von Deutschland, Frankreich und Griechenland nach unten, für 1995 dagegen von Deutschland und Frankreich geringfügig nach oben korrigiert. 1994 betrug die Fördermenge 282 Mio. t, das sind fast 1,5 Mio. t weniger als erwartet, während die Prognosen für 1995 um 245.000 t auf 269,2 Mio. t nach oben korrigiert wurden.

Die Koksproduktion in der Gemeinschaft lag 1994, wie aus den endgültigen Zahlen hervorgeht, mit 38,3 Mio. t etwa 0,6 Mio. t über den Erwartungen. Die neueste Schätzung für 1995, 37,3 Mio. t, weist im Vergleich zu den vorangegangenen Schätzungen einen geringen Zuwachs auf; trotzdem bestätigt sie den Abwärtstrend bei der Nachfrage nach Koks, der auf die Veränderungen in der Hochofentechnik (Verwendung von Einblaskohle) und auf den zunehmenden Einsatz von Elektroöfen zurückzuführen ist.

Der Rückgang der Zahl der im Jahre 1994 in der Gemeinschaft im Durchschnitt unter Tage Beschäftigten war geringer als erwartet, weil die Zahlen für Spanien nach oben korrigiert wurden. Trotzdem gingen 1994 über 16.000 Arbeitsplätze verloren; für 1995 wird mit dem Verlust weiterer 6.500 Arbeitsplätze und folglich mit einem neuen Tiefststand von knapp 103.000 Arbeitsplätzen unter Tage gerechnet.

Abb. 1: UNTER TAGE BESCHÄFTIGTE

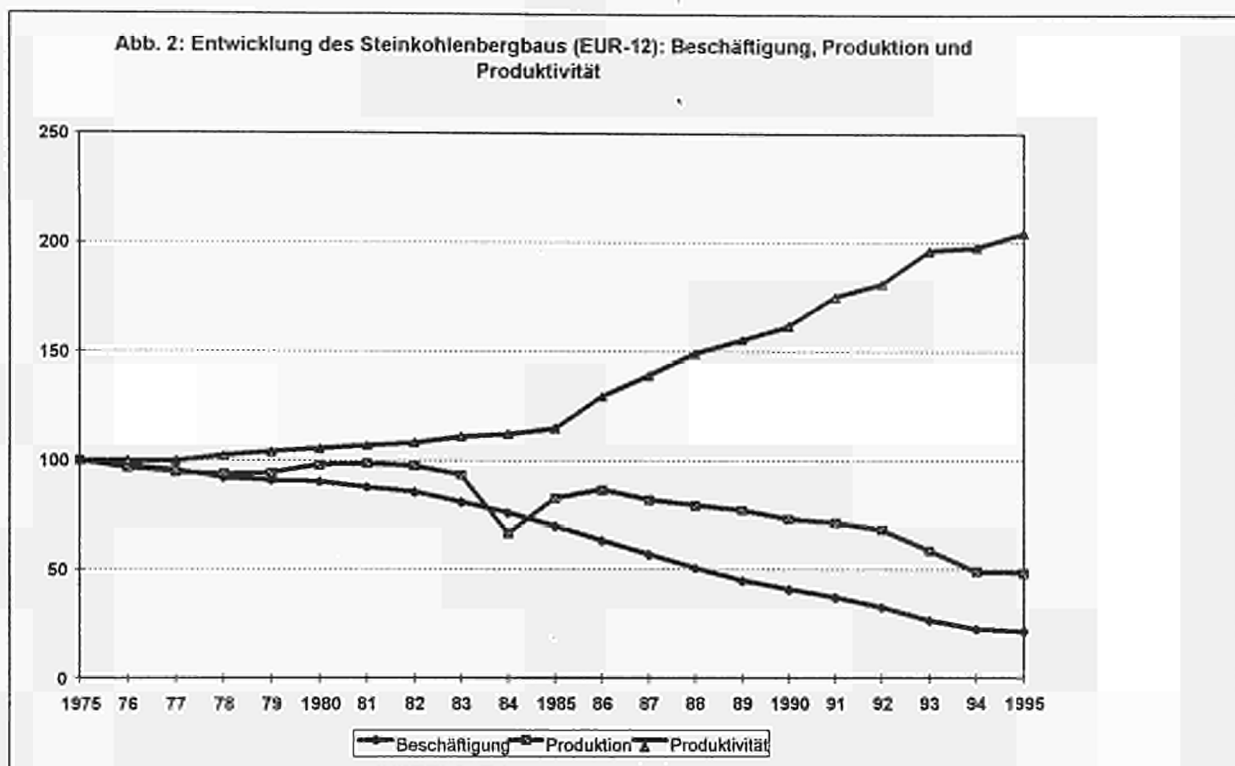


Die Produktivität wächst weiter. Dies ist eine logische Konsequenz aus den in allen kohleproduzierenden Mitgliedstaaten angewandten Umstrukturierungsmaßnahmen, die auch eine Schließung der unwirtschaftlichsten Zechen vorsehen. In der Gemeinschaft insgesamt könnte die Produktivität von 762 kg pro Mannstunde im Jahre 1993 auf etwa 800 kg pro Mannstunde im Jahre 1995 ansteigen.

Bei den Steinkohlelieferungen in der Gemeinschaft war 1994 ein weniger starker Rückgang zu verzeichnen als ursprünglich erwartet. 1993 betragen die Lieferungen noch 272,8 Mio. t, 1994 waren es nur noch etwas unter 261 Mio. t; das sind über 1 Mio. t mehr als erwartet. Die Zahlen für 1995 mußten ebenfalls nach oben korrigiert werden, auf schätzungsweise 261,5 Mio. t statt 260,8 Mio. t. Die innergemeinschaftlichen Steinkohlelieferungen haben also offensichtlich ihren Tiefststand überschritten.

Die Ursache für den Rückgang im Jahre 1994 war eine geringere Nachfrage in allen Verbrauchssektoren. Die einzige Ausnahme bildeten die Lieferungen von Thermalkohle an die Stahlindustrie und an die "übrigen Industriezweige". Die stärksten Rückgänge waren bei den Lieferungen an die öffentlichen Kraftwerke und an die Kokereien zu verzeichnen.

Bei den Kohlelieferungen an die öffentlichen Kraftwerke sind die deutlichsten Rückgänge im Vereinigten Königreich und in Frankreich zu verzeichnen. Dem gegenüber stehen Anstiege in Deutschland, in den Niederlanden und Italien. Die Gesamtbestände der Kraftwerke nahmen 1994 um über 19 Mio. t ab. Daraus ergibt sich, daß der tatsächliche Verbrauch von Steinkohle in den öffentlichen Kraftwerken 1994 leicht über dem des Vorjahres lag.



Der Hauptgrund für diesen Trend ist darin zu suchen, daß die Nachfrage nach Elektrizität gestiegen und die Produktion der Kernkraftwerke gesunken ist. Die Differenz wurde durch eine höhere Produktion der Wasserkraftwerke und der konventionellen Wärmekraftwerke ausgeglichen. Betrachtet man jedoch letztere Gruppe genauer, ging der Anteil von Braunkohle, Öl und Öläquivalenten an der Stromerzeugung zurück, während Steinkohle- und Erdgaskraftwerke ihre Produktion steigern konnten.

Bei den einzelnen Sektoren wird 1995 ein allgemeiner Anstieg der Steinkohlelieferungen erwartet; die Ausnahme bilden die beiden wichtigsten Verbrauchssektoren: öffentliche Kraftwerke und Kokereien. Die Rückgänge in diesen beiden Sektoren sind jedoch nur gering: - 1,2 Mio. tonnen (-0,8 %) bei den Kraftwerken und - 0,1 Mio. t (-0,1 %) bei den Kokereien.

Nach Ländern wird der stärkste Rückgang im Vereinigten Königreich erwartet 3,1 Mio. tonnen bzw. (-4,7 %), gefolgt von Dänemark mit 0,8 Mio. t (-7,0 %). Dem gegenüber dürften die meisten übrigen Länder der Gemeinschaft ihre Lieferungen steigern, wobei Italien mit 1,3 Mio. t voraussichtlich an der Spitze stehen wird.

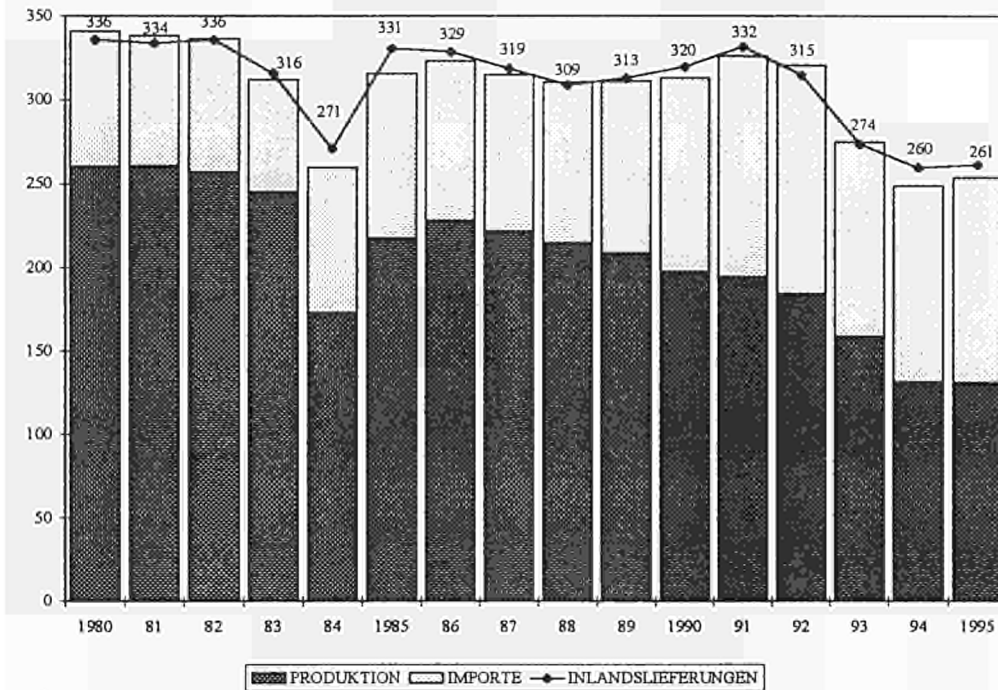
Bei den Kohlelieferungen an die öffentlichen Kraftwerke wird der stärkste Rückgang in der Größenordnung von 5,1 Mio. t (-10,9 %) im Vereinigten Königreich erwartet. Der zweitgrößte Rückgang dürfte mit 0,8 Mio. t (-6,9 %) in Dänemark zu verzeichnen sein. Demgegenüber ist damit zu rechnen, daß Spanien seine Lieferungen um 1,2 Mio. t und Italien die seinen um 1,1 Mio. t steigern wird. Die übrigen Schwankungen, die meistens nach oben gehen, liegen unter 1 Mio. t. Angesichts der für 1995 vorhergesagten Lieferumfänge könnten weiterhin erhebliche Tonnagen aus den Beständen der öffentlichen Kraftwerke entnommen werden.

Bei der öffentlichen Stromversorgung sind die Veränderungen bei der installierten Netto-Stromerzeugungskapazität auffällig. Ende 1994 lag diese Kapazität bei 463 GW gegenüber 459 GW Ende 1993. Die stärksten Veränderungen bei der maximalen Netto-Kraftwerkskapazität sind bei den monovalenten Wärmekraftwerken zu verzeichnen: in den kohlebefeueten Kraftwerken sank sie um 2,3 GW auf 47,3 GW, in den erdgasbefeueten Kraftwerken stieg sie um 6,4 GW auf 34,3 GW an. Bei den Einfuhren aus Drittländern verweisen die endgültigen Zahlen für 1994 auf eine weniger gründliche Erholung als vorausgesagt. Die Einfuhren stiegen von etwas unter 116 Mio. t im Jahre 1993 auf 117,3 Mio. t - und nicht, wie

erwartet, auf fast 120 Mio. t. Dies ist eine logische Folge der leicht gestiegenen Nachfrage nach Steinkohle und der massiven Entnahmen aus den Beständen, selbst wenn die Kohleförderung in der Gemeinschaft in diesem Jahr um 27,2 Mio. t

zurückgeschraubt wurde. Nach Sorten betrachtet ist ein deutlicher Anstieg des Anteils der Kesselkohle zu verzeichnen, während der Anteil der Kokskohlequalitäten abnahm.

Abb. 3. Entwicklung der Produktion und des Imports von Steinkohle



Nach Lieferländern weisen die Vereinigten Staaten 1994 mit einem Rückgang des Lieferumfangs um 4,4 Mio. t auf 27,1 Mio. t die größte Veränderung auf. Sie verloren damit ihre Führungsrolle als größter Lieferant der Gemeinschaft an Südafrika. Auch der Marktanteil der GUS hat sich verringert. Alle anderen Hauptexporteure von Kohle verzeichneten 1994 im Vergleich zu 1993 höhere Ausfuhren in die Europäische Union.

Die Prognosen für 1995 weisen auf einen Anstieg der Einfuhren um etwa 5,0 Mio. t (4,3 %) auf 122,3 Mio. t hin. Da die Lieferungen nur sehr gering zunehmen dürften, erklärt sich dieser Anstieg durch die erwarteten geringen Produktionskürzungen und eine geringere Entnahme aus den Beständen gegenüber 1994. Nach Mitgliedstaaten betrachtet, erwartet nur Dänemark einen Rückgang der Einfuhren. Alle anderen Mitgliedstaaten sagen eine Steigerung ihrer Einfuhren voraus.

Die durchschnittlichen cif-Preise (Kosten, Versicherung, Fracht) für aus Drittländern in die Gemeinschaft eingeführte Kesselkohle für Kraftwerke waren - ausgedrückt in USD - 1994 mit USD 43,71 pro t SKE im Vergleich zu USD 44,81

pro t SKE um mehr als 2,5 % niedriger als 1993. Die Gesamteinfuhren von Kesselkohle für öffentliche Kraftwerke lagen bei 58,4 Mio. t - gegenüber 55,9 Mio. t im Jahre 1993. Der Anteil von Langzeitverträgen lag bei etwa 72 % und damit etwa 13 Prozentpunkte über dem Vorjahr.

1994 führte allerdings die gestiegene Nachfrage, vor allem im Fernen Osten, in Verbindung mit Angebotsengpässen in Australien, Südafrika, Rußland und Kolumbien zu einem Anstieg der Weltmarktpreise. Gleichzeitig stiegen auch die Frachtraten. Dies führte Ende des Jahres zu einer Situation, in der die Kohle für 1995 größtenteils unter Vertrag gehandelt wurde. Auf den Spotmärkten war - vor allem von den besseren Qualitäten - nur sehr wenig Kohle verfügbar. Abgesehen von der US-amerikanischen Kohle, bei der die Ausfuhrpreise 1995 infolge der geringen heimischen Nachfrage gefallen waren, bleibt das Angebot aus anderen Quellen knapp und die Preise hoch. In einigen Fällen, z.B. bei Südafrika, liegen die Preise sogar höher als zu Anfang des Jahres. Diese Situation dürfte noch das ganze Jahr hindurch bis weit ins Jahr 1996 hinein andauern, es sei denn, die Nachfrage geht aus Witterungsgründen oder durch ein Nachlassen der Konjunktur zurück.

Tab. 1: Die wichtigsten Daten des Marktes für feste Brennstoffe (in Mio. t)

	1994 Voraus- schätzung	1994 Tats. Ergebnis	1995 Voraus- schätzung	1995 jetzt	1995 jetzt/ Voraus. (%)	1995/94 (%)
STEINKOHLE						
Herkunft						
eigene Förderung	132,0	131,4	130,4	131,3	0,7	-0,1
Wiedergewinnung	1,5	1,7	1,7	2,4	45,2	43,8
Einfuhren aus Drittländern						
Insgesamt	120,0	117,3	122,4	122,3	-0,1	4,3
Lieferungen:	253,5	250,4	254,4	256,0	0,6	2,2
Kokereien						
Verstromung*	50,4	50,2	50,9	50,1	-1,5	-0,1
Sonstige	172,0	174,7	172,2	173,7	0,9	-0,5
Ausfuhren nach Drittländern	37,3	36,1	37,7	37,8	0,4	4,7
Insgesamt	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	-18,3
	260,0	261,3	261,0	261,8	0,3	0,2
KOKS						
Herkunft						
eigene Produktion	37,7	38,3	37,0	37,3	0,9	-2,4
Einfuhren aus Drittländern						
Insgesamt	3,7	3,6	3,8	4,5	18,8	24,7
Lieferungen	41,4	41,9	40,8	41,8	2,6	-0,1
Stahlindustrie						
Sonst. Lieferungen innerh. der Gemeinschaft	39,4	39,5	38,3	39,4	3,1	-0,2
Ausfuhren nach Drittländern	4,1	4,0	3,8	4,0	6,1	0,7
Insgesamt	0,7	0,6	0,6	0,5	-27,8	-18,4
	44,2	44,1	42,7	43,9	2,9	-0,4
BRAUNKOHLE UND TORF						
Herkunft						
eigene Produktion und Einfuhren	284,0	285,4	271,7	272,1	0,1	-4,7
Lieferungen						
Brikettfabriken	38,4	39,2	33,4	33,4	-0,1	-14,7
Verstromung	229,9	230,6	221,8	222,1	0,1	-3,7
Sonst. (einschl. Ausfuhren nach Drittländern)						
Insgesamt	18,8	16,8	16,5	16,2	-1,5	-3,1
	287,1	286,5	271,7	271,8	0,0	-5,2

* einschließlich Industrie- und Zechenkraftwerke

Zahlen z. T. gerundet

Für Kokskohle begann das Jahr 1994 mit einer Preiskürzung. Dann stieg die Nachfrage nach Kokskohle 1994 (aufgrund der guten Leistungen der Stahlindustrie). Diese starke Nachfrage und ein

Angebotsdefizit aufgrund der Zechenstilllegungen in den USA in den letzten 4 Jahren des Preisverfalls führten im Laufe des Jahres zu einer Anspannung des Marktes. Der Anstieg der Vertragspreise für das Steuerjahr 1995 hat den Abwärtstrend der letzten

vier Jahre umgekehrt und die Preise auf das Niveau von 1990/91 zurückgeführt. Im Jahre 1995 dürfte die Lage am Koksmarkt angespannt bleiben. Daran wird sich wohl nichts ändern, solange die Stahlproduktion stark bleibt.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Der Bericht kommt zu dem Schluß, daß der erwartete Anstieg des BIP der Gemeinschaft 1995 voraussichtlich zu einem Anstieg der Nachfrage

nach Energie führen wird - normale Witterungsverhältnisse vorausgesetzt. Trotzdem werden die festen Brennstoffe wahrscheinlich als einziger Energieträger nicht davon profitieren; ihr Anteil könnte aufgrund des geringeren Bedarfs in der Gemeinschaft an Braunkohle sogar spürbar zurückgehen. Diese Verluste an Marktanteilen werden auch dadurch nicht verhindert, daß die Kohle langfristig ausgezeichnete Garantien im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bietet (diversifiziertes Angebot, Verfügbarkeiten und Preisstabilität). ◻

EINE KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE FÜR THERMIE-PROJEKTE

P. Abreu Marques und A. Jahn, GD XVII
Direktion Energietechnologie

Ergebnis

Die zur Förderung und Verbreitung ausgewählter Technologien bieten kostengünstige Optionen zur Senkung des Gesamt-Energieverbrauchs in der EU und leisten gleichzeitig einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der Schadstoffemissionen - insbesondere der CO₂-Ausstöße. Dies ist ein zentrales Anliegen der Gemeinschaft, wie auch das Grünbuch zur Energiepolitik dazu aufruft, die Synergien zwischen energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen besser zu nutzen. Außerdem werden durch Förderung von Investitionen in innovative Energietechnologien die technologischen Grundlagen der europäischen Industrie erheblich verbessert. Dies kommt vor allem kleinen und mittleren Unternehmen zugute.

*Die GD XVII ist in einer gemeinsam mit Vertretern der Mitgliedstaaten angestellten Analyse den Kosten und dem voraussichtlichen Nutzen von Projekten, die für eine Förderung im Rahmen des Thermie-Programms ausgewählt worden sind, nachgegangen. In diesem Beitrag geht es um Projekte, die von 1990 bis 1994 gefördert wurden. Die Analyse kam zu folgendem Ergebnis:
Von einer erfolgreichen Auswahl und Verbreitung von Thermie-Projekten ist ein erheblicher Nutzen zu erwarten, u.a. auch ein Beitrag zur Verwirklichung der energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen der Union sowie zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Technologien.*

EINLEITUNG

Das von 1990 bis 1994 laufende Thermie-Programm zur Förderung der Energietechnologien in Europa war darauf ausgerichtet, die Demonstration und Verbreitung sauberer, wirtschaftlicher Technologien zu unterstützen und deren Marktdurchdringung zu fördern. Die Verordnung¹ ermöglichte eine finanzielle Unterstützung von Projekten, die darauf ausgerichtet waren, die rationelle Energienutzung (REN) in verschiedenen Sektoren der Wirtschaft zu verbessern, den Einsatz erneuerbarer Energiequellen (EE) auszuweiten, eine sauberere Nutzung von Kohle und anderen festen Brennstoffen (FB) zu unterstützen und die Nutzung der Öl- und Gasreserven der EU (Kohlenwasserstoffe, KWS) zu optimieren. Die Demonstrationsprojekte mußten mit einem erheblichen technischen und wirtschaftlichen Risiko verbunden sein, während die Vorhaben der Verbreitung neue Wege zur vollen Nutzung des Marktpotentials der innovatorischen Technologien weisen mußten. Aus dem Gemeinschaftshaushalt standen für den genannten Zeitraum etwa 700 Mio. ECU zur Verfügung; 85 % dienten der Projektförderung².

Da die Durchführung eines Thermie-Projekts im Durchschnitt 4-5 Jahre in Anspruch nimmt, sollte man im voraus eine Vorstellung davon haben, in welchem Umfang es voraussichtlich gelingen wird, mit Hilfe der Fördermittel die in der Verordnung genannten Ziele zu erreichen. Deshalb wurde für die von 1990 bis 1994 geförderten Projekte eine Kosten-Nutzen-Analyse erstellt. Mit Hilfe einer Analyse der geförderten Projekte ex ante wurden die künftigen Auswirkungen

¹ Verordnung (EWG) Nr 2009/90 des Rates vom 29. Juni 1990 zur Förderung der Energietechnologien in Europa (Thermie-Programm).

² Der Restbetrag diente der Finanzierung begleitender Maßnahmen zur Förderung der Energietechnologien.

des Programms auf Wirtschaft und Umwelt quantifiziert. Die voraussichtlichen Auswirkungen werden für die gesamte Lebensdauer der Thermie-Projekte berechnet und kumuliert; hinzu kommt der von einer erfolgreichen Demonstration und Verbreitung der Technologien auf dem Markt zu erwartende Wiederholungseffekt³. Die Methodik⁴ besteht darin, als Kosten der Thermie-Projekte die Fördermittel der Gemeinschaft zugrunde zu legen und als Nutzen Energieeinsparungen, Substitutionseffekte, die Reduzierung der Schadstoffemissionen und die makroökonomischen Auswirkungen aufzulisten.

METHODIK

Eine genaue Definition der Kosten- und Nutzelemente ist für eine derartige Analyse von grundlegender Bedeutung. Je nach Standpunkt und Zweck der Analyse kommen eine Reihe von Elementen bzw. Kosten- und Nutzenumlagen in Betracht. Ausgangspunkt ist die Förderung von Energieprojekten aus Gemeinschaftsmitteln. Sie basiert auf der Überlegung, daß die Thermie-Projekte in Anbetracht des mit ihrer Verwirklichung verbundenen Risikos ohne den Beitrag der Gemeinschaft nicht ausgeführt worden wären⁵, und daß eine erfolgreiche Demonstration der jeweiligen Technologien eine Reihe von Wiederholungen nach sich ziehen wird.

KOSTEN

Die Förderung im Rahmen des Thermie-Programms betrug bis zu 40 % der förderungswürdigen Projektkosten⁶. Aus der Sicht der Gemeinschaft wird die finanzielle Förderung der Projekte auf der Kostenseite verbucht. Folglich liegt es im Interesse der Gemeinschaft, festzustellen, mit welchem Nutzen die mit Hilfe von Thermie-Fördermitteln erzielten Ergebnisse für die Gemeinschaft verbunden sind.

NUTZEN

Die künftigen Vorteile ergeben sich sowohl aus den ursprünglichen Thermie-Projekten als auch aus deren künftigen Wiederholungen. Ihre Darstellung erfolgt in kumulierten Werten, die sich auf die gesamte Lebensdauer der Projekte beziehen.

♦ **Energieeinsparung / Substitution:** Für die einzelnen Projekte werden die zu erwartenden jährlichen Energieeinsparungen / Substitutionen mit

den gewichteten durchschnittlichen EU-Energiepreisen (ohne Steuern) quantifiziert.⁷ Es wird von der Annahme ausgegangen, daß die realen Energiepreise im Untersuchungszeitraum stabil bleiben.

♦ **Verbesserungen im Umweltbereich:** Die zu erwartenden Energieeinsparungen/Substitutionen werden zu einer Reduzierung der Schadstoffemissionen führen; berücksichtigt werden CO₂-, SO₂-, NO_x-, VOC- und CO-Emissionen. Zu Analysezwecken wird - ausgehend vom durchschnittlichen Brennstoff- bzw. Elektrizitätsverbrauch des jeweiligen Sektors⁸ - die Gesamtmenge der eingesparten bzw. substituierten Energie in ihre Brennstoff- und Elektrizitätskomponenten aufgeteilt. Hierbei werden spezielle Emissionsfaktoren angewandt⁹. Schließlich werden diese Emissionen in Geldwert umgerechnet: jeder Tonne Schadstoff wird ein bestimmter Durchschnittsgeldwert zugeordnet¹⁰.

♦ **Makroökonomische Auswirkungen:** Da die Projekte wegen des großen Risikos ohne eine Förderung durch Thermie nicht angelaufen wären, handelt es sich bei den Fördermitteln der Gemeinschaft um autonome Investitionen. Folglich wird davon ausgegangen, daß ein Anstieg des BIP der Gemeinschaft dank des Multiplikatoreffekts in einem unmittelbaren Zusammenhang zum Thermie-Projekt steht. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe von QUEST¹¹, eines europäischen Simulationsmodells zur Bewertung auf autonome Investitionen zurückführbarer Anstiege des BIP der Europäischen Union.

ANNAHMEN

♦ **Projektlebenszyklus:** Kosten und Nutzen der einzelnen Projekte werden für ihren gesamten Lebenszyklus berechnet¹².

♦ **Wiederholungseffekt:** Es wird davon ausgegangen, daß die im Rahmen des Thermie-Programms durchgeführten Aktivitäten zur Demonstration und Verbreitung von Energietechnologien dazu führen, daß diese Technologien von anderen Betreibern unionsweit übernommen werden. Ohne eine Förderung aus Gemeinschaftsmitteln würde dieses Wiederholungspotential weniger intensiv genutzt. Folglich kann der

⁷ Quelle: *Energy prices 1978-1990*, Eurostat, Luxemburg 1991.

⁸ Quelle: *Energy balance sheet EURO 12*, Eurostat, Luxemburg 1991.

⁹ Quelle: *Analysis of the ecological impact of demonstration projects*, Regio-TEC, Starnbert 1991.

¹⁰ Quelle: *Valuation of environmental externalities caused by various emissions*, Recommendations ISI Karlsruhe 1992.

¹¹ Quelle: "European Economy", DG II publication, Nr 47, March 1991.

¹² Bewertungszeitraum: Verhandlungsphase (Durchschnitt: 1 Jahr), Konstruktionsphase (Durchschnitt: 3 Jahre), Lebensdauer der einzelnen Technologien (5 bis 40 Jahre, je nach Sektor und Technologie). Quelle: Projektvorschläge.

³ Nähere Angaben enthält der Abschnitt "Methodik"

⁴ Nähere Angaben enthält der Abschnitt "Methodik"

⁵ Verordnung (EWG) Nr. 2008/90 des Rates vom 29. Juni 1990 zur Förderung der Energietechnologien in Europa (Thermie-Programm).

⁶ Förderungswürdig sind diejenigen Projektkosten, die unmittelbar die innovativen Aspekte der Technologien betreffen.

aus jeder Wiederholung resultierende Nutzen in gewissem Umfang dem ursprünglichen Thermie-Projekt - also auch der finanziellen Förderung - zugeschrieben werden. Da die Marktdurchdringung von Technologien auch von etlichen externen Faktoren bestimmt wird, besteht jedoch die schwierigste Aufgabe darin, die Wiederholungsquoten richtig zu prognostizieren. Für diese Studie wurden sie eher niedrig angesetzt. Natürlich müssen die in der Studie zu Grunde gelegten Wiederholungsquoten bei der künftigen Bewertung der erfolgreichen Thermie-Projekte am Markt überprüft werden.

♦ **Zeitwert von Kosten und Nutzen:** Da Kosten und Nutzen über einen längeren Zeitraum anfallen, wird jedem Posten vor dem Vergleich mit Hilfe eines Diskontsatzes ein Zeitwert (1994) zugeordnet. Der Diskontsatz beinhaltet eine "Risikoprämie", die die große Unsicherheit widerspiegelt, die mit der

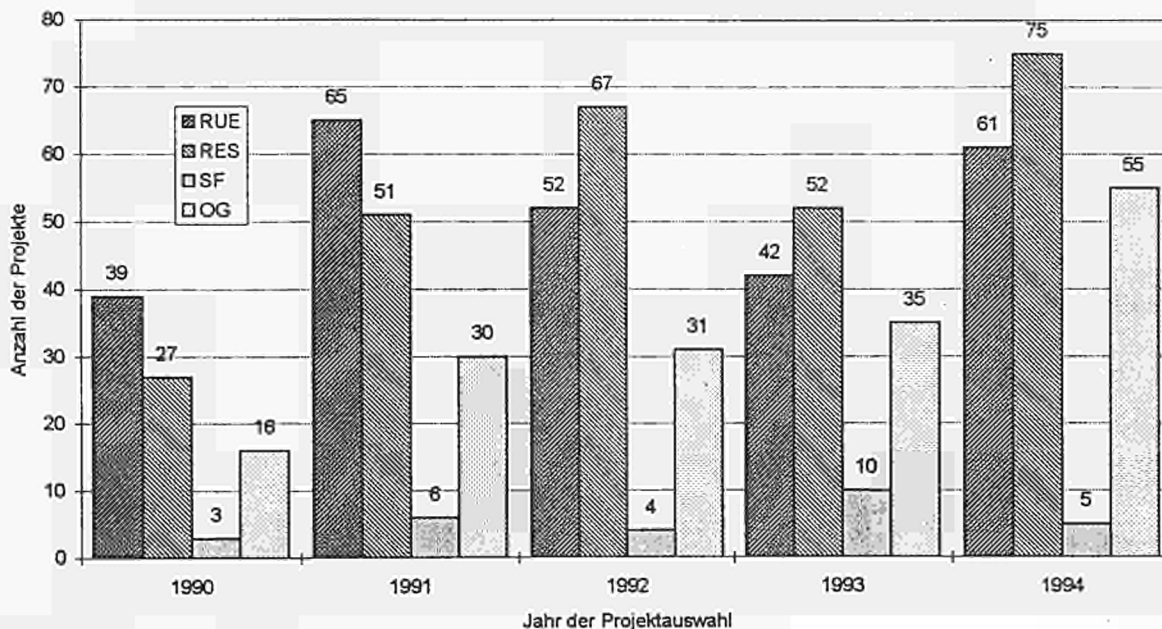
Umsetzung neuer, innovativer Technologien verbunden ist; die Risikoprämie wird mit einer "risikofreien" Rendite aufsummiert.

VORAUSSICHTLICHE ERGEBNISSE VON 1990 BIS 1994 GEFÖRDERTER THERMIE-PROJEKTE

VORBEMERKUNG

Von 1990 bis 1994 gingen auf fünf öffentliche Aufforderungen zur Einreichung von Vorschlägen 2.501 Vorschläge ein. 726 Projekte aus dem Bereich der Energietechnologien wurden für eine Förderung ausgewählt. Die Projekte bzw. Fördermittel sind wie folgt auf die einzelnen Sektoren verteilt:

Abb. 1: Anzahl der geförderten Thermie-Projekte nach Sektoren 1990-1994



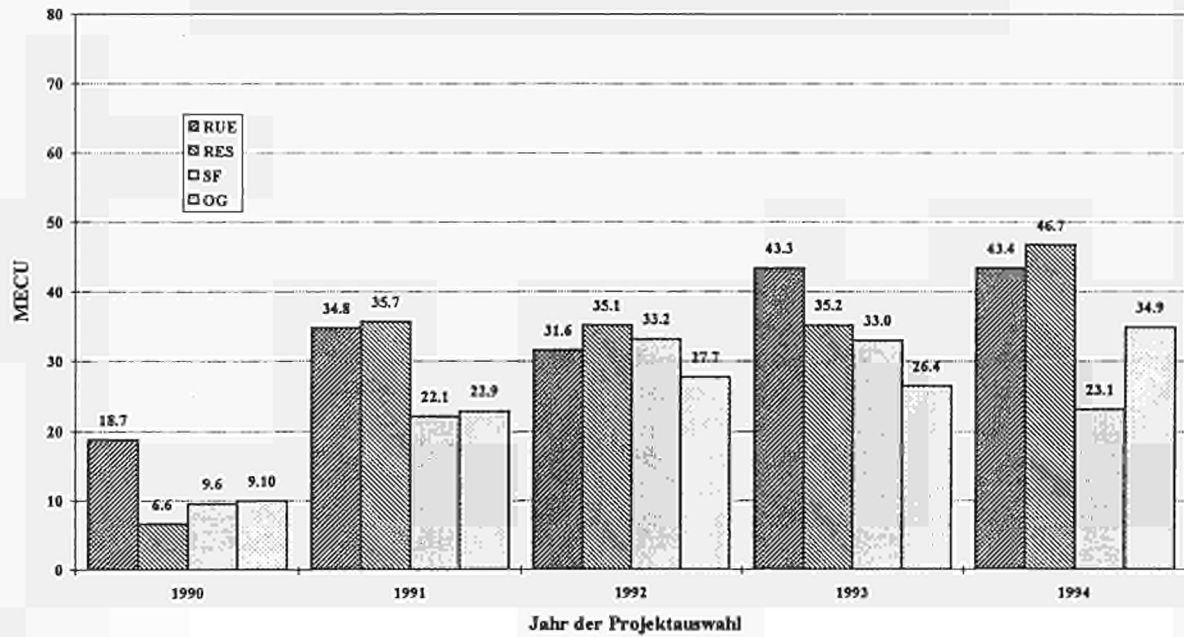
RUE = REN (Rationelle Energienutzung)

RES = EE (Erneuerbare Energien)

SF= FB (Feste Brennstoffe)

OG = KWS (Kohlenwasserstoffe)

Abb. 2: Fördermittel für Thermie-Projekte nach Sektoren, 1990-1994



RUE = REN
 RES = EE
 SF = FB
 OG = KWS

Anmerkung: Im weiteren verstehen sich die Angaben zur Projektförderung in Diskontwerten für 1994

Anzahl der Projekte	726		
	KOSTEN	NUTZEN	
Projektförderung	540 Mio. ECU		
Energieeinsparung ¹³		7.816 Mio. ECU	232.436 kt RÖE
Schadstoffreduzierung		4.667 Mio. ECU	909.077 kt CO ₂ 6.830 kt SO ₂ 2.951 kt NO _x 427 kt VOC 2.304 kt CO
Makroökonomische Auswirkungen		2.065 Mio. ECU	
Summe	540	14.558 Mio. ECU	
NETTO-NUTZEN			14.018 Mio. ECU

¹³ Energieeinsparung/Substitution und Reduzierungen von Schadstoffemissionen wurden für REN und EE errechnet.

Anzahl der Projekte	259	
	KOSTEN	NUTZEN
Projektförderung	161 Mio. ECU	
Energieeinsparung		5.054 Mio. ECU
Schadstoffreduzierung		2.740 Mio. ECU
Makroökonomische Auswirkungen		621 Mio. ECU
Summe	161	8.415 Mio. ECU
NETTO-NUTZEN		

<i>(in Diskontwerten für 1994)</i>
146.037 kt RÖE
495.218 kt CO ₂ 3.413 kt SO ₂ 1.431 kt NO _x 226 kt VOC 1.204 kt CO

Anzahl der Projekte	272	
	KOSTEN	NUTZEN
Projektförderung	153 Mio. ECU	
Energieeinsparung		2.762 Mio. ECU
Schadstoffreduzierung		1.937 Mio. ECU
Makroökonomische Auswirkungen		570 Mio. ECU
Summe	153	5.268 Mio. ECU
NETTO-NUTZEN		

<i>(in Diskontwerten für 1994)</i>
86.399 kt RÖE
413.859 kt CO ₂ 3.416 kt SO ₂ 1.520 kt NO _x 200 kt VOC 1.100 kt CO

GESAMTERGEBNIS

♦ Die akkumulierte **Energieeinsparung-/Substitution**, die von den ursprünglichen, 1990-1994 ausgewählten Thermie-Projekten für die gesamte Lebensdauer der Projekte erwartet wird, beträgt - unter Einbeziehung der erwarteten Wiederholungen - über 230 Mio. t RÖE.

♦ Die akkumulierte **Vermeidung von Umweltschäden** auf Grund dieser Energieeinsparung / Substitution wird an Hand fünf wichtiger Schadstoffe gemessen. Die Analyse zeigt, daß 900 Mio. t CO₂, 7 Mio. t SO₂, 3 Mio. t NO_x, 430 kt VOC und 2,5 Mio t CO vermieden werden. Obwohl sich diese Verbesserungen im Umweltbereich auf

den gesamten Analysezeitraum beziehen¹⁴, wird davon ausgegangen, daß zwei Drittel der genannten Reduzierungen von Schadstoffemissionen schon vor 2017 erreicht werden können.

Die Ergebnisse zeigen auch, daß auf Jahresbasis die größte CO₂-Reduzierung auf Grund von Thermie-Projekten (unter Einbeziehung der Wiederholungen), nämlich eine Reduzierung um 47 Mio. t in einem Jahr - für 2010 zu erwarten ist. Betrachtet man die Thermie-Projekte allein, so wird im Jahre 2000 der Höchststand von etwa 3,5 Mio. t erreicht und für die gesamte Lebensdauer der Technologien beibehalten. Diese Ergebnisse zeigen, daß Maßnahmen von heute erhebliche Auswirkungen auf die nähere Zukunft haben werden, vorausgesetzt, daß die Technologien von den Marktakteuren angenommen werden und der erwartete Multiplikatoreffekt tatsächlich eintritt.

Schließlich werden die Fördermaßnahmen auch im Investitionsbereich einen Multiplikatoreffekt nach sich ziehen; hierdurch wird das Einkommen der Union um mehr als 2 Milliarden ECU steigen.

ERGEBNISSE NACH SEKTOREN

Rationelle Energienutzung

Dieser Sektor umfaßt vier Anwendungsbereiche: Gebäude (71 Projekte), Industrie (144 Projekte), Energiewirtschaft (11 Projekte) und Verkehrswesen (33 Projekte).

Erneuerbare Energien

Dieser Sektor umfaßt die Anwendungsbereiche Sonnenenergie (photovoltaische und thermische Anwendungen: 107 Projekte), Energie aus Biomasse und Abfällen (50 Projekte), Erdwärme (26 Projekte), Wasserkraft (37 Projekte) und Windenergie (52 Projekte).

Feste Brennstoffe

Diese Projekte sind von langfristiger strategischer Bedeutung. Die Kohle ist der wichtigste zur Elektrizitätserzeugung eingesetzte Einzelbrennstoff (36,5 % der Gesamt-Elektrizitätserzeugung¹⁵) sie unterliegt jedoch immer strengeren Umweltvorschriften. Deshalb wird viel Wert auf saubere Verbrennungstechnologien gelegt, mit deren Hilfe der Wirkungsgrad kohlebefeuerter Kraftwerke gesteigert und das Ausmaß der Schadstoffemissionen reduziert werden kann.

Anzahl der geförderten Projekte	28
Fördermittel	113 Mio. ECU*
Makroökonomische Auswirkungen	437 Mio. ECU

* in Diskontwerten für 1994

Ein bedeutendes Projekt in diesem Sektor betrifft die IGCC (integrierte Kohlevergasungs-Kombiprozeß-Technik): zum Zeitpunkt der Projektauswahl war Puertollano mit 335 MWe das weltweit größte Kraftwerk mit dieser fortschrittlichen Technologie zur sauberen Elektrizitätserzeugung aus Kohle. Der Kohleverbrauch ist um 30 % niedriger, und die CO₂-Emissionen sind um 25 % geringer als bei konventionellen Kraftwerken.

Kohlenwasserstoffe

Die Förderung in diesem Sektor ist nicht unmittelbar auf eine Verbesserung der Energieeffizienz oder eine Reduzierung des Energieverbrauchs ausgerichtet; vielmehr geht es darum, durch Förderung von Exploration und Produktion mit Hilfe umweltfreundlicher Technologien die Abhängigkeit der Union von Energieeinfuhren zu reduzieren. Der Nutzen besteht also in Kosteneinsparungen bei der Produktion, der Entlastung der Umwelt, mehr Sicherheit und einer besseren Nutzung der Ressourcen.

Anzahl der geförderten Projekte	2167
Fördermittel	113 Mio. ECU*
Makroökonomische Auswirkungen	438 Mio. ECU

* in Diskontwerten für 1994

ZUSATZNUTZEN

Die Kosten-Nutzen-Analyse verweist auf eine Reihe zusätzlicher Vorteile im wirtschaftlichen und sozialen Bereich. Sie sind nicht Bestandteil der eigentlichen Analyse¹⁶, bringen uns aber als eine Art Nebenprodukt der Thermie-Projekte der Verwirklichung wichtiger Ziele der europäischen Politik näher. Es handelt sich um folgende Vorteile:

Zusätzliche Investitionsanreize

Es ist bemerkenswert, in welchem Umfang eine Förderung aus Thermie-Mitteln Investitionsanreize im Umfeld dieser Projekte mit sich bringt. Hierbei handelt es sich um Investitionsanreize, die aus der Sicht der Gemeinschaft und nach der Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse weder unter "Kosten", noch unter "Nutzen" verbucht werden können.

¹⁴ Ungefähr 60 Jahre, bezogen auf die Thermie-Projekte selbst und ihre schrittweise eingeleiteten Wiederholungsprojekte, bezogen auf die jeweilige Projektlebensdauer.

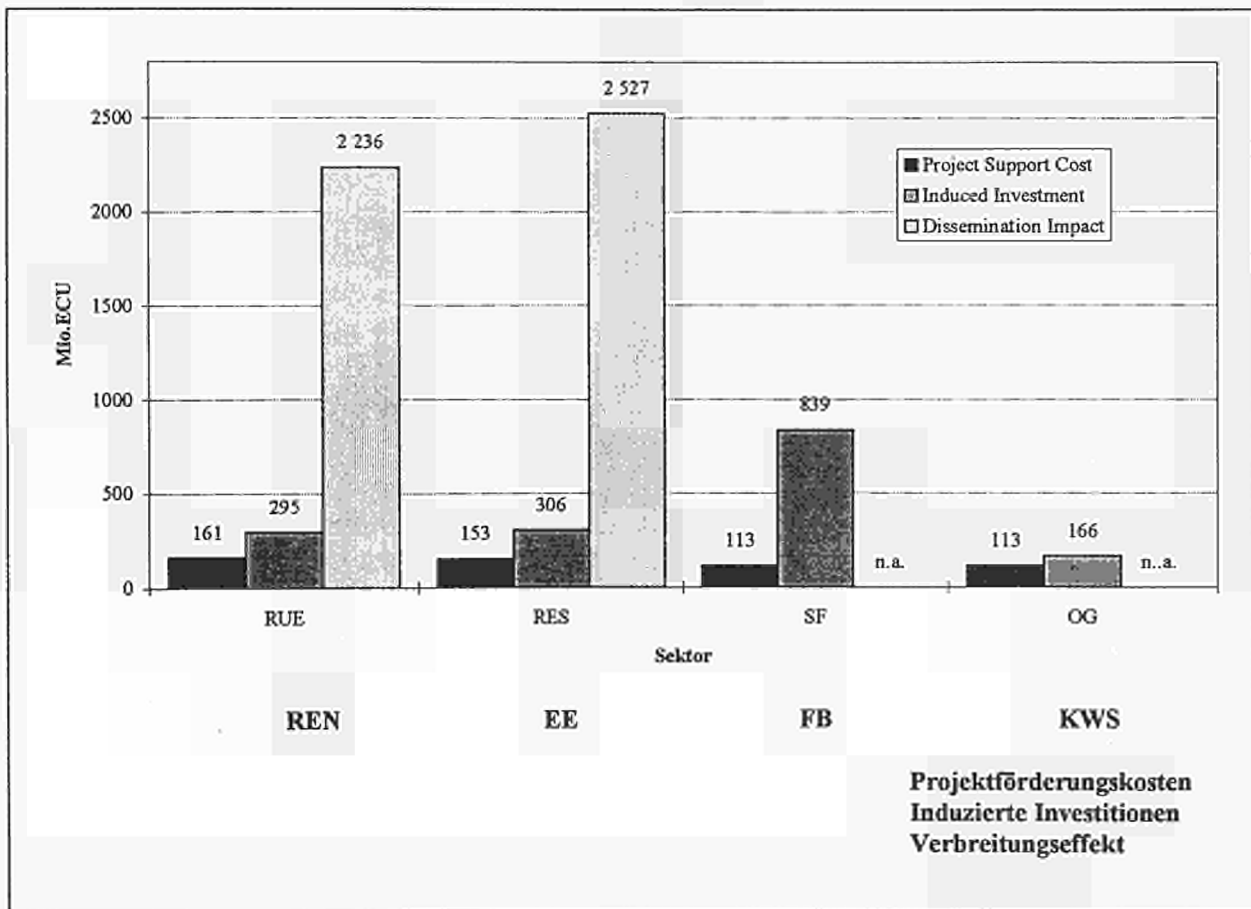
¹⁵ Quelle: Eurostat, "Energy 1990", Luxemburg 1992.

¹⁶ Entweder ist ihre Aufnahme mit der gewählten Methodik unvereinbar, oder sie sind zu komplex.

Jedes Thermie-Projekt zieht beträchtliche Investitionen nach sich; dies zeigt auch die große Bereitschaft, in zukunftsfähige Technologien zu investieren, anstatt sich für andere Optionen zu entscheiden. Berücksichtigt werden sowohl die induzierten Investitionen¹⁷ für die ursprünglichen Thermie-Projekte als auch der Verbreitungseffekt¹⁸ für die zu erwartenden Wiederholungsprojekte.

Für alle von 1990 bis 1994 geförderten Projekte betragen die induzierten Investitionen insgesamt 1.607 Mio. ECU. Es wird davon ausgegangen, daß die Marktakteure insgesamt 4.763 Mio. ECU in Wiederholungsprojekte investieren werden (Verbreitungseffekt). Es folgt eine Aufschlüsselung dieser Ergebnisse nach den vier Sektoren:

Abb. 3: Projektförderung, induzierte Investitionen und voraussichtlicher Verbreitungseffekt: Thermie-Projekte für 1990-1994 (Mio. ECU, in Werten für 1994)



¹⁷ Induzierte Investitionen: Der vom Projektträger finanzierte Teil der förderungswürdigen Kosten.

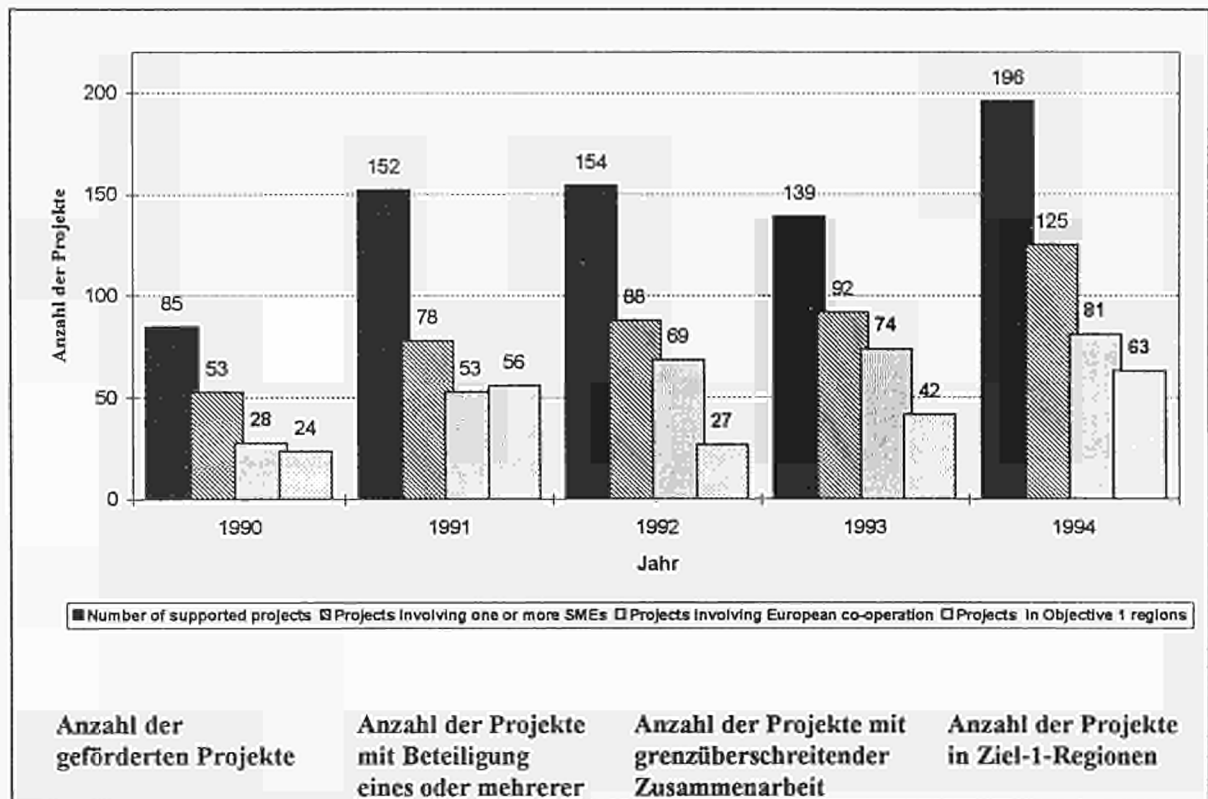
¹⁸ Verbreitungseffekt: Investitionskosten für voraussichtliche Wiederholungsprojekte. (Auch hier wird nur der förderungswürdige Anteil berücksichtigt).

Sozioökonomische Faktoren

Angesichts der Herausforderungen, denen die Union heute gegenübersteht, verdienen diejenigen Aspekte besondere Aufmerksamkeit, die auf weitere, von der Förderung der Energietechnologie im Rahmen des Thermie-Programms künftig zu erwartende Vorteile hindeuten, die über die Energiethematik weit hinausgehen werden. Deshalb wurden die Thermie-

Projekte auch nach folgenden Gesichtspunkten geprüft: die zur Umsetzung des Projektes erforderliche grenzüberschreitende Zusammenarbeit, die Beteiligung der kleineren und mittleren Unternehmen und der Anteil der Projekte, die in Ziel-1-Regionen der EU (Regionen mit Entwicklungsrückstand) verwirklicht werden. Die Ergebnisse dieser Analyse sind folgende:

Abb. 4: Anteil der Thermie-Projekte mit grenzüberschreitender Zusammenarbeit, KMU und der Ziel-1-Regionen an der Gesamtzahl der Projekte, 1990-1994



Ein Bericht über den gesamten Förderzeitraum des Thermie-Programms (1990-94) mit ausführlichen Erläuterungen zu Methodik und Ergebnissen wird demnächst vorgelegt. □

DIE ZUSAMMENARBEIT ZWISCHEN EURATOM UND DER RUSSISCHEN FÖDERATION IN DEN BEREICHEN KERNMATERIALBUCHFÜHRUNG UND KONTROLLE SOWIE SICHERHEITSÜBERWACHUNG

W. Gmelin, GD XVII
Direktor, Sicherheitsüberwachung Euratom

Ein Programm zur Zusammenarbeit zwischen der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom und der Russischen Föderation in den Bereichen buchmäßige Erfassung und Kontrolle von Kernmaterial sowie Sicherheitsüberwachung wurde 1992 angebahnt und 1993 offiziell aufgenommen. Das Programm zielt darauf ab, das Buchführungs- und Überwachungssystem für Kernmaterial in der Russischen Föderation auf den Stand der Systeme westlicher Länder mit umfangreichen Nuklearprogrammen anzuheben. Es wurden projektorientierte Koordinierungsstrukturen eingerichtet, und das Europäische Parlament stellte Mittel zur Verfügung. Ein Mehrphasenkonzept wurde entwickelt und nach Abschluß der Einführungs- und Ausbildungsphase eine Reihe konkreter Kooperationsprojekte eingeleitet. Dieser Beitrag gibt einen Überblick über das Programm zur Zusammenarbeit zwischen der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom und der Russischen Föderation, gefolgt von Beispielen für laufende Projekte.

EINLEITUNG

Infolge der Auflösung der ehemaligen Sowjetunion ist das zentralisierte System der Kontrolle und des physischen Schutzes von Kernmaterial in den

Republiken der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS) entweder funktionsuntüchtig geworden oder ganz verschwunden. Ein wirksames System zur Kontrolle von Kernmaterial gibt es gegenwärtig nicht. Hinzu kommt, daß die Bestandsaufnahme von Kernmaterial in diesen Ländern offensichtlich auf andere Weise erfolgt als im Westen. Durch die Demontage von Kernwaffen wird außerdem die Menge hochempfindlichen spaltbaren Materials (Plutonium oder hochangereichertes Uran) erheblich ansteigen, wodurch eine ordnungsgemäße Kontrolle noch an Bedeutung gewinnt.

Die Europäische Union und ihre Mitgliedstaaten sowie weitere westliche Länder zeigten sich angesichts dieser Sachlage äußerst besorgt und beschlossen, mit den GUS-Republiken zusammenzuarbeiten, um ein zuverlässiges Kontrollsystem einzuführen. 1992 kam es zu einer Kontaktaufnahme zwischen der russischen Regierung einerseits und den Regierungen der europäischen Staaten sowie den Dienststellen der Europäischen Kommission andererseits. Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union, das Europäische Parlament und die Kommission kamen zu dem Ergebnis, daß sofortige Anstrengungen in den Bereichen buchmäßige Erfassung und Kontrolle von Kernmaterial sowie Sicherheitsüberwachung erforderlich sein würden. Es wurde beschlossen, die Anstrengungen besonders auf die Russische Föderation zu konzentrieren. Schon bald wurde zwischen der Europäischen Kommission, insbesondere der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom, und der Russischen Föderation ein Programm zur Zusammenarbeit eingeleitet. Die Zusammenarbeit wurde 1993 offiziell aufgenommen, nachdem das Europäische Parlament die notwendigen Haushaltsmittel bewilligt hatte. Mit den russischen Behörden wurde eine projektorientierte

Kooperationsstruktur vereinbart, die sich unter den Gesichtspunkten der Transparenz, der Dokumentation der Ergebnisse, des Projektmanagements, der Ressourcenverteilung und der Qualitätskontrolle als erfolgreich erwies. Dieser Beitrag gibt einen Überblick über das Programm, das die Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom und die Russische Föderation gemeinsam eingerichtet haben, und anschließend Beispiele für laufende Projekte.

PROBLEMDEFINITION

Schon in der Anfangsphase der Zusammenarbeit mit der Russischen Föderation konnte Euratom feststellen, in welchen Bereichen sich die geltenden Regelungen für die buchmäßige Erfassung und Kontrolle von Kernmaterial nicht in vollem Einklang mit den in der Europäischen Union oder in anderen westlichen Ländern geltenden Normen befanden. Die in russischen Anlagen geltenden Regelungen waren offensichtlich für den Einsatz in einem ganz bestimmten System entwickelt worden. Seit dieses System nicht mehr besteht, ist besonders ermutigend, daß sich die russischen Partner aktiv um Kooperationsprogramme wie dieses bemüht haben, um Alternativen zu nutzen und in diesem wichtigen Bereich westliche Normen zu übernehmen.

Bisher haben sich folgende Problembereiche herauskristallisiert:

- ◆ Einrichtung einer Kernmaterialbuchführung auf der Grundlage der bestmöglichen physischen Kenntnisse über das an Transfers, Operationen usw. beteiligte Material. Selbst wenn dieses Phänomen keineswegs allgemein verbreitet ist, gibt es Anlagen, die sich auf finanzielle oder betriebliche Überlegungen ("Verluste aus technischen Gründen") bei Änderungen in der Materialbuchhaltung berufen. Deshalb ist es wichtig, diese Erwägungen gesondert zu behandeln und ein Materialbuchführungssystem einzurichten, das auf unabhängig und nach physikalischen Gesichtspunkten festgelegten Kriterien beruht. Hinzu kommt, daß für solche Systeme beispielsweise Kriterien für Präzision und Aktualität festgelegt werden müssen.

- ◆ Kompetenzabgrenzung in Schlüsselbereichen innerhalb der Buchführung und Kontrolle von Kernmaterial, z.B. Betrieb der Anlage, Buchführung von Kernmaterial, Kontrolle von Kernmaterial, Analyse, Qualitätssicherung, Bestandsaufnahme. Hierbei handelt es sich um einen nur Eingeweihte interessierenden Punkt, weil diese Anforderung in den Betriebsbestimmungen für westliche kerntechnische Anlagen nur selten oder überhaupt nicht ausdrücklich erwähnt wird; sie hat sich im Laufe der Zeit zusammen mit der Industrie entwickelt. Im alten Sowjetsystem gab

es ein sehr strenges System der persönlichen Verantwortung für bestimmte Bereiche, wobei jedoch ein Bereich viele oder gar alle der genannten Funktionen umfaßte. Seit dieses System nicht mehr besteht, muß die erforderliche Sicherheit durch eine Trennung der genannten Funktionen gewährleistet werden. Diese Trennung kann auf unterschiedliche Weise bewirkt werden und ist in vieler Hinsicht anlagenspezifisch; trotzdem sollte dieses Thema auf jeden Fall behandelt werden.

- ◆ Einrichtung eines Kernmaterialbuchführungssystems, das z.B. in Materialbilanzonen gegliedert ist und an einem bestimmten Punkt, z.B. einer anerkannten Inventur des realen Bestands, beginnt; anschließend werden dort alle Zu- und Abgänge verbucht, so daß jederzeit eine aktuelle Bestandsermittlung möglich ist. In regelmäßigen Abständen sind physische Bestandsaufnahmen durchzuführen, deren Ergebnisse mit denen der unabhängig von ihnen erfolgten Aktualisierung und Prüfung der Bücher verglichen werden.

- ◆ Einrichtung eines Datenermittlungs- und Datenverarbeitungssystems zur Datenerfassung, -übermittlung und -verarbeitung auf Anlagenebene sowie auf regionaler und auf nationaler Ebene. Natürlich setzt die Einführung computergestützter Informationssysteme die Bereitstellung der entsprechenden Soft- und Hardware voraus.

- ◆ Feststellung und Verfügbarkeit von Methoden, Techniken und Ausrüstungen zur Durchführung von Sicherheitsüberprüfungen auf nationaler und regionaler Ebene. Dies betrifft ausschließlich Gosatomnadzor, die nationale Sicherheitsüberwachungsbehörde der Russischen Föderation, die in Rußland umfassende, vielfältige Aufgaben im Zusammenhang mit dem Kernbrennstoffkreislauf wahrnimmt. Eine ihrer wichtigsten Aufgaben ist die Bestimmung der Methoden für die Sicherheitsüberwachung sowie der Verfahren zur Umsetzung dieser Methoden. Nur so kann Gosatomnadzor eine systematische Sicherheitsüberwachung durchführen und seiner Verantwortung unter optimaler Nutzung der verfügbaren Ressourcen vollauf gerecht werden. Das Vorhandensein geeigneter Ausrüstungen wird vorausgesetzt.

DAS KOOPERATIONSPROGRAMM

Das Programm zur Zusammenarbeit mit der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom ist deshalb auf folgende Ziele ausgerichtet:

- ◆ Anhebung des Buchführungs- und Überwachungssystems für Kernmaterial in der Russischen Föderation auf den Stand der Systeme westlicher Länder mit

umfangreichen Nuklearprogrammen (beispielsweise der Mitgliedstaaten der Europäischen Union);

- ◆ Sicherstellung, daß die betreffenden Systeme den Vorschriften der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) für die Sicherheitskontrolle entsprechen und damit

- ◆ Beitrag zur Nichtverbreitung von Kernmaterial und zur Minimierung der Gefahren, die der illegale Handel mit Kernmaterial für die Menschen bedeutet.

An diesen Programmen zur Zusammenarbeit sind folgende Stellen beteiligt:

- ◆ Gosatomnadzor (GAN), die russische nationale Aufsichtsbehörde;
- ◆ das russische Ministerium für Atomenergie (Minatom);
- ◆ mehrere wissenschaftliche Forschungsinstitute in der Russischen Föderation;
- ◆ die Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom (DSE) und
- ◆ die Gemeinsame Forschungsstelle (GFS).

Die Zusammenarbeit erfolgte in zwei Phasen:

Die erste Phase diente der Fortbildung von Inspektoren und Sachverständigen im Bereich der Methoden und Techniken der Sicherheitsüberwachung. Zu mehreren Seminaren kamen russische Fachleute an den Sitz der Sicherheitsüberwachung Euratom nach Luxemburg, um sich mit dem dortigen System der Sicherheitsüberwachung vertraut zu machen und logistische Unterstützung (Computer, Dokumentationsmaterial usw.) zu erhalten. Außerdem begleiteten die russischen Experten Euratom-Inspektoren auf ihren Reisen zu diversen kerntechnischen Anlagen in der Europäischen Union. Diese erste Phase wurde Anfang 1995 abgeschlossen.

Die zweite Phase umfaßt eine Anzahl konkreter Projekte zur Einführung von Systemen zur buchmäßigen Erfassung und Überwachung von Kernmaterial sowohl auf Anlagen- als auch auf nationaler Ebene. Diese Projekte sind angelaufen und werden voraussichtlich 1997 abgeschlossen.

Sie betreffen die Erfassung, Verarbeitung und Auswertung von Daten, die Einrichtung von Inspektionsverfahren, die Einrichtung von Systemen für eine Kernmaterialbuchführung in ausgewählten Anlagen sowie die Organisation der buchmäßigen Erfassung und Kontrolle von Kernmaterial auf der Ebene der Aufsichtsbehörde einer Region.

DIE ERSTE PHASE DES KOOPERATIONSPROGRAMMS

Eine ausführliche Darstellung des Umfangs dieser Aktivitäten, der bisher erzielten Fortschritte und der geplanten weiteren Vorgehensweise enthält der am Anfang des Literaturverzeichnisses angeführte Beitrag.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß die erste Phase dazu diente, russische Sachverständige mit der buchmäßigen Erfassung und Kontrolle von Kernmaterial vertraut zu machen und entsprechend fortzubilden. Bei einer Reihe von Besuchen in kerntechnischen Anlagen der Europäischen Union konnten sich die russischen Teilnehmer nicht nur mit den Anlagen vertraut machen, sondern auch aktiv an (simulierten) Euratom-Inspektionen teilnehmen. Diese Besuche bzw. Inspektionen dienten der Ausbildung in den Bereichen Vorbereitung, Durchführung, Bewertung und Abschluß von Inspektionen, wie sie von Euratom durchgeführt werden. Man kam zu dem Ergebnis, daß diese Inspektionstätigkeiten bzw. -übungen eine unentbehrliche Form der praxisnahen Ausbildung am Arbeitsplatz darstellen; im Idealfall sollten sie sich auf alle Anlagentypen und alle Phasen des Brennstoffkreislaufs erstrecken.

In dieser ersten Phase der Zusammenarbeit wurde auch am Entwurf eines Systems zur Überwachung von Kernmaterial gearbeitet. Diese Arbeiten wurden vor allem von russischen Sachverständigen am Sitz der Sicherheitsüberwachung Euratom in Luxemburg durchgeführt. Der Leitgedanke dieses Projekts ist, daß die russischen Experten, die für den Entwurf des künftigen nationalen russischen Systems zur buchmäßigen Erfassung und Überwachung von Kernmaterial (NMAC) zuständig sind, Entwurf, Konzept und Strategie für diese Systeme durch tägliche Kontakte, Beratungen und Zusammenarbeit mit den zuständigen Euratom-Mitarbeitern erarbeiten, während die benötigten Hilfsmittel (z.B. Computer, Dokumentationsmaterial) und die Infrastruktur von der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom zur Verfügung gestellt werden.

Die Systemspezifikationen wurden definiert und dokumentiert. Das System der Sicherheitsüberwachung Euratom soll hinsichtlich der Methodik, der Buchführungsprinzipien und der Sicherheitsüberwachungstechniken dem für die Russische Föderation zu entwerfenden System als Grundlage dienen. Während die einschlägigen Arbeiten in diesem Bereich notgedrungen in der Russischen Föderation fortgeführt werden, können diese Projekte als abgeschlossen betrachtet werden.

Diese erste Phase der Zusammenarbeit umfaßte auch Seminare zur Sicherheitsüberwachung. Unter Beteiligung der russischen Kernindustrie, der russischen Behörden, der Betreiber kerntechnischer Anlagen in der Europäischen Union und Mitarbeitern der Europäischen Kommission wurden in Luxemburg und Sankt Petersburg mehrere Seminare abgehalten. Von russischer Seite wurde die grundlegende Bedeutung aller genannten Projekte hervorgehoben; man weiß den Wert der geleisteten Arbeit und den Nutzen der erzielten Ergebnisse zu schätzen; die Ergebnisse wurden als bedeutsam und sehr wertvoll eingestuft.

DIE ZWEITE PHASE DES KOOPERATIONSPROGRAMMS

Nach Abschluß der ersten Phase schlug die russische Delegation offiziell vier größere Projekte vor, die alle die praktische Einführung von Buchführungs- und Überwachungssystemen von Kernmaterial (NMAC) in Rußland betrafen und auf den obengenannten Ergebnissen der ersten Phase aufbauten.

Es handelt sich um folgende Projekte:

♣ *Das Überwachungssystem für die nordeuropäische Region, die der Gosatomnadzor untersteht (CISNER).*

Das Projekt beinhaltet eine Analyse der bestehenden Buchführungs- und Überwachungssysteme für Kernmaterial in den Anlagen der nordeuropäischen Region Rußlands, die der Gosatomnadzor untersteht, die Entwicklung und Einrichtung des Systems zur Sicherheitsüberwachung in den Anlagen der nordeuropäischen Region sowie die Erprobung, Überprüfung und Dokumentation der in diesen Anlagen entwickelten Verfahren und Methoden.

Das Projekt wird unter Beteiligung von Gosatomnadzor (Nordeuropäische Region und Zentrale), Minatom Moskau und der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom durchgeführt. Die erste Phase erstreckt sich auf Kernkraftwerke in Sosnovy Bor, Kursk und Smolensk, ein Forschungsinstitut in Sosnovy Bor, ein in den Bereichen Transport und Lagerung von Kernmaterial tätiges Unternehmen in Sankt Petersburg sowie mehrere Unternehmen, die an Bau, Erprobung, Betrieb und Nachladung von Brennelementen bei Schiffen mit Kernenergieantrieb in Sankt Petersburg und Murmansk beteiligt sind.

Das Projekt begann mit der Analyse der bestehenden Buchführungs- und Überwachungssysteme für Kernmaterial in den für das Projekt ausgewählten Anlagen. Angaben zur Auslegung der betroffenen Anlagen wurden erstellt und überprüft, Besuche bei den

Anlagen haben begonnen. Sie haben gezeigt, daß in den meisten Fällen in der einen oder anderen Form Systeme zur Erfassung von Kernmaterial vorhanden sind, und daß einige dieser Systeme derzeit unter Berücksichtigung internationaler Sicherheitsvorschriften nachgerüstet werden. Allerdings ist eine Modernisierung der Computer-Hardware und -Software dringend erforderlich.

Die Berichterstattung an und die Verständigung mit den lokalen und regionalen Sicherheitsüberwachungsbehörden ist weder einheitlich, noch transparent und folglich sehr schwierig. Die Organisationsstrukturen der kerntechnischen Anlagen sind teilweise sehr undurchsichtig, und ihre Beziehungen zu Gosatomnadzor fallen jeweils unterschiedlich aus. Auch die sehr großen Entfernungen und die schlechten Telekommunikationsverbindungen stellen eine Herausforderung dar, die es zu bewältigen gilt.

Ferner stellte sich bei den Besuchen in den einzelnen Anlagen heraus, daß sich die derzeitigen Inspektionen von Gosatomnadzor auf Buchführungs- und Bestandsprüfungen beschränken. Prüfungen des realen Bestands sind marginal, da keine entsprechenden Geräte, d.h. Instrumente für die zerstörungsfreie Prüfung, Versiegelungs- oder Überwachungssysteme zur Verfügung stehen. Deshalb wurde beschlossen, das CISNER-Projekt zu erweitern und auch die für die Bereitstellung und den Einbau der zur Sicherheitsüberprüfung in den Anlagen notwendigen Geräte sowie die Schulung der Gosatomnadzor-Inspektoren an diesen Geräten einzubeziehen.

Gleichzeitig wurde mit der Entwicklung des computergestützten Datenverarbeitungssystems begonnen. In diesem Bereich arbeiteten die russischen Sachverständigen in der Euratom-Zentrale, um die Erfordernisse des Systems zu definieren und Empfehlungen für Auslegung und praktische Anwendung auszusprechen. An der Übermittlung von Daten über die buchmäßige Erfassung und Überwachung von Kernmaterial sind die Anlagen selbst, der lokale Gosatomnadzor-Inspektor, die Gosatomnadzor-Büros in Sosnovy Bor, Murmansk, Severodinsk, Kurchatov und Desnogorsk sowie die Direktion für die nordeuropäische Region in Sankt Petersburg beteiligt. Ein technischer Bericht mit den Benutzeranforderungen und den Optionen für die Gestaltung ist in Vorbereitung.

Die russischen Partner legen Wert darauf, daß das System folgende Merkmale aufweist: schnelle Informationsübermittlung und -verarbeitung, hoher Zuverlässigkeitsgrad der Informationsübermittlung und

-verarbeitung, hoher Zuverlässigkeitsgrad des Systems, Reduzierung der Routinearbeiten auf ein Minimum, Einrichtung und regelmäßige Aktualisierung einer Datenbank zur buchmäßigen Erfassung und Kontrolle von Kernmaterial in der nordeuropäischen Region sowie Einsatz computergestützter Hilfsmittel zur Optimierung der Entscheidungsprozesse.

Um das Projekt übersichtlich zu gliedern, wurde ein Pilotprojekt für ein Kernkraftwerk und für alle Kommunikationsebenen - vom Betreiber über die verschiedenen Gosatomnadzor-Büros bis zum Gosatomnadzor-Hauptbüro in Sankt Petersburg - aufgestellt.

Die Zusammenarbeit mit Euratom umfaßt die Unterstützung technischer Experten von Gosatomnadzor sowie der Anlagenbetreiber durch Erstellung von Bedienungsanleitungen und Systembeschreibungen; hierzu gehört auch die Bereitstellung von Mitteln zur Anschaffung von Hardware und Software. Die Einbeziehung in Rußland bereits gut eingeführter Unternehmen gilt als Schlüsselfaktor für den Erfolg.

Die Einzelheiten des Pilotprojekts liegen fest; die Entwicklung und Beschaffung der Hardware und Software laufen. Die ersten Geräte werden voraussichtlich Mitte 1996 geliefert.

Wenn sich das Pilotsystem bewährt, soll es nach einer von Gosatomnadzor aufgestellten Prioritätenliste auf andere in das Projekt einbezogene Anlagen übertragen werden.

Gosatomnadzor hat an diesem Projekt sehr großes Interesse gezeigt; die Mitarbeiter an dem Projekt sind hervorragend ausgebildet und hochmotiviert, das Projekt zu einem erfolgreichen Abschluß zu bringen. Viel Arbeit ist in die rechtlichen und verwaltungstechnischen Aspekte von Gosatomnadzor sowie die Ausführungsbestimmungen investiert worden. Dies erfordert jedoch auch langfristig erhebliche Anstrengungen; wir meinen, daß Euratom hierzu effektiv beitragen kann.

✦ *Das MINATOM computergestützte zentralisierte Informationssystem (MINS)*

Das MINS-Projekt (MINATOM Computerised NMAC Information System) wurde vom Atomenergieministerium der Russischen Föderation, Minatom, und der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom gemeinsam ins Leben gerufen; es umfaßt die Planung, die Auslegung, technische Beschreibung, Realisierung und Einrichtung eines zentralen computergestützten Informationssystems für Minatom. Es wurde

beschlossen, im Rahmen des MINS-Projekts zunächst eine zentrale Kommandostelle zu schaffen, die mit den mit Computern ausgestatteten Arbeitsstellen in zwei Kernkraftwerken, in einer Anlage zur Herstellung von Kernbrennstoff aus schwachangereichertem Uran (LEU) und mit der/den für die Überwachung zuständigen Betreiberorganisation/Organisationen verbunden ist. Nach Abschluß des Projekts soll Minatom über ein solides Informatik- und Buchführungssystem verfügen, das den Nutzern die Chance bietet, Erfahrungen mit einem computergestützten System zu sammeln. Später besteht die Möglichkeit eines Ausbaus zu einem umfassenden computergestützten NMAC-System für den gesamten Brennstoffkreislauf in der Russischen Föderation.

Die allgemeinen Ziele des MINS-Projekts sind: Entwicklung von Ausführungsbestimmungen sowie entsprechender Unterlagen, Verbesserung des zentralen Informations- (Kommandostellen-) Systems, Verbesserung des NMAC-Systems auf Anlagenebene (mit Computern ausgestattete Arbeitsstationen) sowie Entwicklung und Einführung spezifischer NMAC-Anwendungen.

Ferner werden im Rahmen des Projekts eine hohe Systemzuverlässigkeit, der optimale Einsatz moderner Technologie zur raschen und sicheren Datenübermittlung und Datenverarbeitung sowie eine umfassende Datenbank für NMAC-Daten angestrebt.

In Anbetracht der Größenordnung des Projekts sind folgende Einrichtungen daran beteiligt:

1. Minatom, das Atomenergieministerium der Russischen Föderation als antragstellende Behörde, die gegebenenfalls für die Durchführung verantwortlich zeichnet;
2. TSNII Atominform, ein dem Atomenergieministerium unterstehendes großes Forschungs- und Datenbearbeitungsinstitut; eine eigens geschaffene Abteilung von Atominform führt den größten Teil der mit dem MINS-Projekt verbundenen Arbeit aus;
3. ROSENERGOATOM: eine staatliche Organisation ("Betreiberorganisation"), der die meisten Kernkraftwerke der Russischen Föderation unterstehen;
4. TVEL, die staatliche Organisation ("Betreiberorganisation"), der die Anlage zur Herstellung von Kernbrennstoff aus schwach-angereichertem Uran in Novosibirsk angehört;
5. VNIIA, ein wissenschaftliches Automationsforschungsinstitut;
6. VNIINM, ein wissenschaftliches Forschungsinstitut, das sich mit anorganischen Stoffen befaßt;
7. Gosatomnadzor und
8. Euratom.

Das MINS-Projekt lief im September 1994 offiziell an und wird bis Mitte 1997 abgeschlossen. Das Projekt-Team umfaßt 22 Mitglieder: 14 Spezialisten aus der Russischen Föderation und acht von Euratom.

In der Zeit von September 1994 bis Juli 1995 hatten beide Seiten Gelegenheit, sich mit den Arbeitsmethoden des Partners vertraut zu machen, Informationsbesuche zu veranstalten und einen ausführlichen Arbeitsplan zu erstellen. Insbesondere wurden zwei Sitzungen in Luxemburg abgehalten; zwei technische Besuchsreisen wurden finanziert (Kernkraftwerk Kalinin und Fabrikationsanlage Novosibirsk); ferner weilten drei bis vier russische Experten zweimal je einen Monat in Luxemburg. Nach ausführlicher Diskussion mit Euratom-Vertretern legten die russischen Sachverständigen einen Durchführbarkeitsbericht mit der entsprechenden technischen Dokumentation vor. Insgesamt wurden über 500 Seiten von den Dienststellen der Kommission aus dem Russischen übersetzt und von Euratom geprüft und kommentiert.

Jetzt ist das Projekt an einem Wendepunkt angelangt. Nach Abschluß der ersten Analyse und der Durchführbarkeitsstudie umfaßt die nächste Phase die Anschaffung und Installation der Geräte, Schulungsmaßnahmen und Vorarbeiten für die Programmierung des Datenbank-Managementsystems. Auf der letzten MINS-Sitzung (am 3. und 4.8.1995 in Luxemburg) einigte man sich auf die Einzelheiten hinsichtlich der in der Atominform-Zentrale zu installierenden Geräte sowie auf einen Zeitplan für die Lieferungen. Als in das Projekt einzubeziehende Kernkraftwerke wurden das Kraftwerk vom Typ WWER 1000 in Kalinin und das Kraftwerk vom Typ RBMK 1000 in Smolensk ausgewählt. Als Anlage zur Herstellung von Brennstoff wurde Novosibirsk ausgewählt. Jede Anlage wird mit computergestützten Arbeitsstationen ausgestattet. Auch die Betreiberorganisation Rosenergoatom, der diese Kernkraftwerke unterstehen, und Minatom selbst erhalten geeignete Arbeitsstationen. Es wurden Pläne erstellt, aus denen hervorgeht, welche Anforderungen an die zu beschaffenden Geräte zu stellen sind. Es besteht eine Verbindung zwischen dem CISNER-Projekt mit Gosatomnazor und dem MINS-Projekt: die Projekte sind einander ähnlich, beide Systeme sollen schließlich miteinander vernetzt werden, weil ein erheblicher Anteil der im Rahmen von CISNER geleisteten Arbeit für MINS von unmittelbarem Nutzen ist.

Folgende Aktivitäten sollen noch vor Ende 1995 stattfinden: Anschaffung, Leistungsprüfung und Installation von Hardware und Software für die Zentrale; endgültige Auswahl und Anschaffung von

Hardware und Software für die anderen computergestützten Arbeitsplätze; Einführung von zunächst zwei, dann fünf russischen Experten in das ausgewählte Datenbank-Managementsystem; umfassende Ausbildung acht russischer Fachleute beim Einsatz des Datenbank-Managementsystems; weitere Software-Schulungsmaßnahmen in Luxemburg.

♣ *Verfahren zur Erfassung des realen Bestands: das PROC-Projekt*

Dieses Projekt von Minatom, Gosatomnazor und der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom dient der Erarbeitung gemeinsamer Empfehlungen für Verfahren zur Erfassung des realen Bestands (PIT - Physical Inventory Taking), die in WWER-1000-Kernkraftwerken und in einer Anlage zur Herstellung von Kernbrennstoff aus schwachangereichertem Uran (LEU) zur Anwendung kommen sollen. Es umfaßt die Ausarbeitung von Entwürfen von Dokumenten zur Vorbereitung und Durchführung der Bestandsaufnahme in Kernkraftwerken und Anlagen zur Herstellung von Kernbrennstoffen; diese Entwürfe werden während der Bestandsaufnahmarbeiten in den Anlagen getestet; - auf der Grundlage der hierbei gewonnenen Erfahrungen wird eine Endfassung erstellt. Durch das Projekt werden sämtliche Maßnahmen im Zusammenhang mit der Bestandsaufnahme abgedeckt: Buchführungssystem, Buchführungskontrolle, Dokumentation, Objektvorbereitung, Durchführung der Bestandsaufnahme und deren Bewertung. Die Arbeiten haben im Juli 1994 begonnen und sollen bis Oktober 1995 abgeschlossen werden.

Das Projekt ist in folgende Phasen gegliedert:

♣ Einführende technische Informationen und Besichtigung der Anlagen. Für das Projekt wurden das WWER-1000-Kernkraftwerk Kalinin und die LEU-Brennelementefabrik Novosibirsk ausgewählt. Technische Informationen über anlagenspezifische Verfahren, Materialbuchführungsvorschriften und insbesondere Verfahren zur Erfassung des realen Bestands wurden von den Betreibern vorgelegt. Beide Anlagen wurden vom Projektteam besichtigt, das bei dieser Gelegenheit die übermittelten Angaben überprüfte und die für die Materialbuchführung und die Bestandsaufnahme geltenden Regelungen prüfte.

♣ Die zweite, der Ausarbeitung von Dokumenten gewidmete Phase ist nunmehr in vollem Gange. Euratom hat Entwürfe für eine Reihe allgemeiner Empfehlungen zur Bestandsaufnahme vorgelegt. Empfehlungen zur Bestandsaufnahme in Kernkraftwerken und LEU-Fabrikationsanlagen werden folgen. Schließlich wird der Betreiber (Minatom) auf der Grundlage der vereinbarten Leitlinien spezifische Bestandsaufnahmeverfahren für

die Anlagen von Kalinin und Novosibirsk erarbeiten. Hierzu gehören auch die zu verwendenden Formulare, die operative Vorbereitung, Bestandsaufnahme-methoden, Evaluierung usw.

♣ Minatom und Gosatomnadzor beabsichtigen die Projektergebnisse als wesentlichen Input für die Ausarbeitung von Ausführungsbestimmungen zur Vorbereitung und Durchführung der Bestandsaufnahme in Kernkraftwerken und Anlagen zur Herstellung von LEU-Kernbrennstoffen zu nutzen.

Das Projekt macht gute Fortschritte, und es wurde bereits ein großes Maß an Übereinstimmung über all diejenigen Aspekte von Materialbuchführung und Bestandsaufnahme erzielt, die schon behandelt wurden und für die Leitlinienentwürfe erstellt worden sind.

Aus Anlaß des Besuchs in der LEU-Fabrikationsanlage Novosibirsk brachten sowohl der Betreiber als auch Gosatomnadzor deutlich den Wunsch zum Ausdruck, das Projekt um eine umfangreiche Aufnahme des realen Bestands (PIT) mit anschließender Prüfung des realen Bestands (PIV - Physical Inventory Verification) durch Gosatomnadzor zu erweitern. Wenn die russische Seite beim gemeinsamen Koordinierungsausschuß einen entsprechenden Vorschlag einreicht, wird hieraus ein neues Projekt erwachsen, das sich im Oktober 1995 an das auslaufende Projekt anschließt und eine Laufzeit von bis zu 18 Monaten hat.

Die mit unseren russischen Partnern durchgeführten PIT/PIV-Projekte sind auf erhebliches Interesse gestoßen; es ist wahrscheinlich, daß in Zukunft noch mehr derartige Projekte vorgeschlagen werden. Euratom begrüßt diese Initiativen und vertritt die Auffassung, daß die Arbeit in diesem Bereich wertvolle Einblicke in die Buchführungs- und Kontrollsysteme von Kernmaterial in den kerntechnischen Anlagen der Russischen Föderation vermittelt und gleichzeitig unseren russischen Kollegen die Chance bietet, die Standards und Praktiken von Euratom in diesem Bereich kennenzulernen.

♣ *Das "PIT/PIV-Projekt (PPP)"*

Dieses Projekt ist auf eine Initiative des Kurchatov-Instituts (RRC-KI) zurückzuführen. Dieses schlug ein Kooperationsprojekt zwischen Euratom und Gosatomnadzor mit folgenden Zielen vor:

♥ Ausarbeitung von PIT-Verfahren für zwei kritische Anlagen einschließlich der Lagerungseinrichtungen vor Ort. Eine dieser Anlagen arbeitet mit 96 % hochangereichertem Uran als UO_2 in keramischen Pellets, die andere mit 21 % hochangereichertem Uran in UO_2 -Mikroteilchen innerhalb von Graphit- und Siliziumkarbid-schichten in Brennstoffkugeln.

♥ Gemeinsame praktische Durchführung einer realen Bestandsaufnahme (PIT) in den beiden Anlagen.

♥ Nutzung der hierbei gewonnenen Erfahrungen als Ausgangspunkt für ein neues Materialbuchführungssystem und folglich eine Materialbilanzperiode, Bestimmung von Aktivitäten während dieser Periode, um neue Verfahren der Zusammenarbeit zwischen den Betreibern und Gosatomnadzor zu testen.

♥ Nach Abschluß der Materialbilanzperiode gemeinsame Durchführung einer praktischen PIV-Übung mit Gosatomnadzor auf der Grundlage einer zweiten, vom Betreiber allein durchgeführten PIT.

Seit April 1994 sind bei der Entwicklung von PIT-Verfahren und Regelungen für die Materialbuchführung, der Definition der Kompetenzen der Betreiber bzw. von Gosatomnadzor sowie der Ausarbeitung von Vorschlägen für PIT-Verfahren und Ausrüstungen erhebliche Fortschritte erzielt worden. Nach einem vielversprechenden Anfang und umfassenden Vorbereitungsarbeiten, einschließlich des Transports von Euratom-Geräten nach Moskau, konnte das Projekt leider wegen auf russischer Seite auftretender Schwierigkeiten nicht wie geplant fortgeführt werden; eine Reihe grundlegender Vereinbarungen ließ sich nicht mehr aufrechterhalten. Hierdurch wäre der Anwendungsbereich des Projekts dermaßen reduziert worden, daß nach Auffassung von Euratom der Einsatz erheblicher Ressourcen in diesem Stadium nicht mehr gerechtfertigt gewesen wäre. Deshalb ist das Projekt vertagt worden, bis es gelingt, eine für alle Seiten akzeptable Einigung zu erzielen. Trotzdem wurde Euratom durch das Projekt in die Lage versetzt, sich von den derzeitigen wie auch den geplanten Regelungen für die Kernmaterialbuchführung in den beiden Anlagen ein Bild zu machen, während RRC-KI und Gosatomnadzor in die Arbeitsweise von Euratom, insbesondere in bezug auf Instrumentierung, zerstörende Analyse und Wechselbeziehungen zwischen Betreiber und Sicherheitsüberwachungsbehörde, eingeführt wurden.

DIE KÜNFTIGE ZUSAMMENARBEIT

Im Juni 1995 wurden von der Russischen Föderation fünf zusätzliche Projekte vorgeschlagen. Die Kommission prüft zur Zeit Umfang und Bedeutung dieser Vorschläge unter Berücksichtigung des verfügbaren Fachwissens und der Human- und Finanzressourcen in der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom. Zu den Vorschlägen zählen ein weiteres Projekt zur "Bestandsaufnahme und Bestandsprüfung (PITV)" in komplexen kerntechnischen Anlagen, die Entwicklung eines

Systems zur Analyse der Meßergebnisse, die Einrichtung eines Zentrums für Referenzmaterialien und Meßtechnologien sowie ein Seminar zur Entwicklung und Anwendung von Referenzmaterialien.

Infolge eines von Präsident Jelzin im September 1994 erlassenen Dekrets zur Stärkung der Rolle und der Befugnisse von Gosatomnadzor sowie eines von Ministerpräsident Tschernomyrdin im Januar 1995 erlassenen Dekrets mußte Gosatomnadzor eine Reihe von Dokumenten zur Kernmaterialbuchführung und -kontrolle auf nationaler, regionaler und auf Anlagenebene vorlegen. In diesem Rahmen sind russische Sachverständige in Luxemburg mit der Ausarbeitung dieser Dokumente beschäftigt.

Die russische Seite bat um die Möglichkeit zur Teilnahme an tatsächlichen Inspektionen, einschließlich der Inspektion einer Anreicherungsanlage.

Euratom-Experten werden russische Inspektoren bei ihren Kontrollbesuchen in ausgewählten Anlagen in der Russischen Föderation begleiten.

SCHLUßFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

- Die Ergebnisse der Zusammenarbeit zwischen der Direktion Sicherheitsüberwachung Euratom und der Russischen Föderation sind vielversprechend. Die russischen Partner haben sie offiziell als wichtig und notwendig gewürdigt.
- Die bei den Besuchen gesammelten Erfahrungen deuten darauf hin, daß die russischen Teilnehmer über ein großes Maß an technischem Fachwissen und Erfahrungen im Bereich der Kerntechnik verfügen, daß

jedoch weitere Schulungsmaßnahmen in den Bereichen moderne Sicherheitsüberwachungstechniken,-methoden und -logistik von Nutzen wären.

- Abschließend läßt sich feststellen, daß alle Projektteilnehmer großes Interesse an der vollständigen Projektdurchführung gezeigt haben. Euratom ist zu der Überzeugung gelangt, daß es richtig ist, die Russische Föderation hierbei zu unterstützen. Euratom hat auch die Motivation, das technische Fachwissen und die menschlichen Qualitäten der russischen Kollegen zu schätzen gelernt und empfindet die Zusammenarbeit nicht nur als Einbahnstraße, sondern als Erfahrungsaustausch, von dem alle profitieren können. Die an den Projekten beteiligten Euratom-Mitarbeiter mußten nämlich über die Euratom-Sicherheitsüberwachung nachdenken und sie Außenstehenden beschreiben, die sich mit den geschilderten Methoden und Praktiken professionell auseinandersetzen.

- Für die Zusammenarbeit stehen noch immer nicht genügend Experten zur Verfügung. Der derzeitige Umfang der Zusammenarbeit kann nur dank freiwilliger, zusätzlicher Anstrengungen von seiten der Euratom-Mitarbeiter aufrechterhalten werden. Bei einer Fortführung der Zusammenarbeit ist eine Neuregelung der Personalsituation unumgänglich.

Literatur:

- ♦ W. Gmelin, H. Kschwendt, G. Herbillon, H. Nackaerts, "Euratom-Russian Co-operation in Safeguards", 17. ESARDA-Symposium, Aachen, 1995.
- ♦ S. Kaiser, H. Kschwendt, J. Hoeke, P. Chare, J. Castrillo Villar, R. Clarke, "Euratom Collaboration with the Russian Federation on Physical Inventory Taking (PIT) and Physical Inventory Verification (PIV)", 17. ESARDA-Symposium, Aachen, 1995. ◻

KONGRESS DER INTERNATIONALEN VEREINIGUNG FÜR NUKLEARES RECHT

Helsinki, 4.-8. September 1995

R. Lennartz, GD XVII
Referat Übereinkommen im Nuklearbereich

Die Internationale Vereinigung für nukleares Recht (INLA) wurde 1972 gegründet und hat ihren Sitz in Brüssel. Sie fördert auf internationaler Ebene die Auseinandersetzung mit rechtlichen Problemen aus dem Bereich der friedlichen Nutzung der Kernenergie unter besonderer Berücksichtigung des Schutzes von Mensch und Umwelt sowie den Informationsaustausch unter ihren Mitgliedern und die wissenschaftliche Zusammenarbeit mit ähnlichen Vereinigungen und Institutionen.

Heute hat die Vereinigung ungefähr 500 Mitglieder aus etwa 40 Ländern. Die meisten von ihnen sind Universitätsprofessoren, Beamte, Firmen- oder freie Juristen, Richter oder Vertreter internationaler Organisationen wie etwa der Internationalen Atomenergie-Organisation, der OECD oder der Europäischen Kommission.

Alle zwei Jahre wird ein Kongreß abgehalten. Bisher haben zwölf Kongresse stattgefunden - jeweils in dem Land, aus dem der (für zwei Jahre gewählte) Vorsitzende stammt. Der jüngste Kongreß fand vom 4. bis zum 8. September 1995 in Helsinki statt, der nächste wird anläßlich des fünfundzwanzigjährigen Bestehens der INLA vom 15. bis zum 18. September 1997 in Tours, Frankreich, abgehalten.

Die Kongreßarbeit erfolgt in fünf Arbeitsgruppen, von denen jede einem umfassenden Teilbereich der friedlichen Nutzung der Kernenergie gewidmet ist. Jede Arbeitsgruppe entscheidet sich für ein spezielles Thema aus ihrem Zuständigkeitsbereich, über das sie dem Plenum Bericht erstattet. In den beiden Jahren, die

zwischen den Kongressen liegen, treffen sich die Arbeitsgruppen regelmäßig, um ihre Berichte vorzubereiten. Die fünf Arbeitsgruppen befassen sich mit folgenden Themen:

- Genehmigungs- und Stilllegungsverfahren;
- Haftung und Versicherungsdeckung;
- Internationaler Handel mit Kernmaterial;
- Strahlenschutz;
- Entsorgung radioaktiver Abfälle.

Auf dem Kongreß stellen die Berichterstatter die Ergebnisse der einzelnen Arbeitsgruppen vor. Hinzu kommen Einzelvorträge zu den Themen der Arbeitsgruppen. Natürlich bietet ein Kongreß den Teilnehmern auch die Möglichkeit, am Rande der offiziellen Veranstaltungen Informationen auszutauschen und somit - ganz im Sinne der Zielsetzungen der Vereinigung - zur Verbreitung von Fachwissen beizutragen.

Auf dem letzten Kongreß im September 1995 in Helsinki wurden folgende Themen erörtert:

GENEHMIGUNGS- UND STILLEGUNGSVERFAHREN

Die Arbeitsgruppe 1 erstellte einen Vergleich zwischen den nationalen Vorschriften hinsichtlich der Stilllegung kerntechnischer Anlagen in Frankreich, Deutschland und Finnland, aus dem hervorgeht, daß die Unterschiede zwischen den Systemen nicht sehr groß sind. Das ist darauf zurückzuführen, daß die Stilllegung aus technologischen Gründen überall ähnlich abläuft. Bei den einzelnen Phasen der Stilllegung, wie etwa Außerbetriebnahme, endgültige Abschaltung, Abbruch, sichere Einschließung und Rückbau gibt es keine nennenswerten Abweichungen. Deshalb kam die Arbeitsgruppe zu dem Ergebnis, daß eine Harmonisierung der Rechtsvorschriften im Bereich der

Stillegung leichter zu vollenden wäre als beim Bau oder Betrieb kerntechnischer Anlagen.

In diesem Zusammenhang ist festzustellen, daß die Kommission über Projekte zur Stillegung kerntechnischer Anlagen informiert wird. In Artikel 37 Euratom-Vertrag heißt es nämlich: "Jeder Mitgliedstaat ist verpflichtet, der Kommission über jeden Plan zur Ableitung radioaktiver Stoffe aller Art die allgemeinen Angaben zu übermitteln, aufgrund deren festgestellt werden kann, ob die Durchführung dieses Plans eine radioaktive Verseuchung des Wassers, des Bodens oder des Luftraums eines anderen Mitgliedstaats verursachen kann¹."

HAFTUNG UND VERSICHERUNGSDECKUNG

Die Arbeitsgruppe gelangte zu dem Ergebnis, daß das auf Betreiben der Internationalen Atomenergie-Organisation abgeschlossene Wiener Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie einer sehr flexiblen Revision bedarf. Dabei sollten lediglich einige allgemeine Kriterien festgelegt werden, wie etwa eine Gefährdungshaftung des Betreibers der Kernanlage nach dem Kanalisierungsprinzip. Sowohl die Haftungsdauer als auch die Haftungssumme sind zu begrenzen. Letztere muß - zum Beispiel durch eine Versicherung - garantiert sein. In einem solchen Rahmen könnten die Vertragsparteien ihre eigenen, den einzelstaatlichen Erfordernissen entsprechenden Gesetze erlassen.

Eine Revision des Pariser Übereinkommens (zum selben Thema, aber im Rahmen der OECD abgeschlossen) sollte im Anschluß an die Neufassung des Wiener Übereinkommens angestrebt werden. Ein gemeinsames Protokoll von 1988, das die Geltungsbereiche der beiden Übereinkommen verbindet, kann nämlich erst nach Harmonisierung der Haftungsregelungen der beiden Übereinkommen in Kraft treten.

Ein weiteres Diskussionsthema war die Stellung westlicher Unternehmen, die in Osteuropa an der sicherheitstechnischen Nachrüstung von Kernkraftwerken arbeiten.

Ein besonders bemerkenswerter Einzelvortrag beschäftigte sich mit Fragen der zivilrechtlichen Haftung beim Einsatz von Isotopen in der Strahlentherapie. Mit dem Begriff der Haftung im kerntechnischen Bereich verbinden wir in der Regel die Vorstellung von Schäden auf Grund des Versagens

kerntechnischer Anlagen. Die Problematik der Haftung bei nuklearmedizinischen Unfällen hat dagegen bisher noch nicht viel Aufmerksamkeit gefunden. Den Vortrag hielt Herr T. van den Borre von der Universität Maastricht, der auch als Rechtsberater des belgischen Kernforschungszentrums Mol tätig ist.

HANDEL MIT KERNMATERIAL

Die Arbeitsgruppe 3 befaßte sich in diesem Jahr mit ausgewählten rechtlichen Problemen aus dem Bereich des Ost-West-Handels mit Kernmaterial.

Ihr unter Beteiligung von Juristen aus drei Kontinenten erstellter Bericht behandelt u.a. folgende Fragen:

- Analyse der Strukturen und Verfahren der Zusammenarbeit, die eingerichtet wurden, um die Sicherheit von Kernkraftwerken in osteuropäischen Ländern zu verbessern (z.B. Initiativen der G-7 und der G-24, die Programme PHARE und TACIS, bilaterale Unterstützung, Initiativen der Industrie);
- die Frage der Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie in diesen Ländern;
- bereits erfolgte Maßnahmen zur Regulierung der Beschaffung von Kernmaterial aus der ehemaligen Sowjetunion. Dieser Abschnitt umfaßte eine Erläuterung der gemeinsamen Beschaffungspolitik der Euratom-Versorgungsagentur und der Kommission gegenüber den GUS-Staaten, einschließlich der Verfahren, durch die diese Politik vor dem Europäischen Gerichtshof in Frage gestellt werden soll. In einem Fall (ENU, Rechtssachen T-458/93 und T 523/93, Urteil vom 15. September 1995) wurde bereits ein Urteil zugunsten der gemeinsamen Versorgungspolitik gesprochen, der andere Fall ist noch nicht abgeschlossen (KLE, Rechtssache Nr. T 181/94).

Die Arbeitsgruppe 3 behandelte noch zwei weitere Themen: "Mercosur und seine Bedeutung für den Handel mit Kernmaterial" und "Sonstige Verwendung von Kernmaterial". Letzterer Bericht gab einen kurzen Überblick über die genehmigungstechnischen, sicherheitstechnischen und kommerziellen Probleme, die sich aus der verstärkten Verwendung radioaktiver Quellen in Industrie, Medizin und Lebensmittelproduktion ergeben

Mehrere Vorträge in dieser Sektion beschäftigten sich mit Fragen der Nichtweiterverbreitung von Kernmaterial.

¹ Vgl. Empfehlung 91/4/Euratom der Kommission vom 7. Dezember 1990.

STRAHLENSCHUTZ

Im Rahmen eines Überblicks über aktuelle Probleme der Gesetzgebung und Rechtsprechung im Strahlenschutz behandelte die Arbeitsgruppe 4 unter anderem folgende Themen:

- rechtliche Umsetzung der Empfehlungen der Internationalen Strahlenschutz-Kommission² insbesondere die rechtlichen Implikationen der "Dosisrestriktion" und der Freigrenzen;
- internationale genehmigungstechnische Konzepte für den Strahlenschutz berufstätiger Frauen;
- gemeinschaftliche Rechtsvorschriften für den Strahlenschutz und die Freizügigkeit der Arbeitnehmer (z.B. Vereinheitlichung der Dosisgrenzwerte, radiologische Ausweise);
- Maßnahmen bei nuklearen Unfällen;
- neue Trends bei der Behandlung strahleninduzierter Berufskrankheiten;
- Fallrecht zum Strahlenschutz von Arbeitnehmern: die Fälle Forbach und Sellafield.

ENTSORGUNG RADIOAKTIVER ABFÄLLE

Die Arbeitsgruppe 5 befaßte sich mit Rechtsvorschriften und Genehmigungsverfahren bei der Auswahl von Lagerstätten für hochradioaktive Abfälle. Sie kam zu dem Ergebnis, daß für die Wahl des Standortes letztlich eine einzige Behörde zuständig sein sollte. Trotzdem kommt es in Anbetracht der Zuständigkeiten lokaler, regionaler und nationaler Stellen bei der Auswahl des Standortes zu Konflikten, die aber durch umfassende Koordinierungsmaßnahmen gelöst werden können. Das wichtigste Problem ist hierbei die Festlegung der Auswahlkriterien. Eine Einbeziehung der Öffentlichkeit - zum Beispiel durch entsprechende Anhörungen - ist natürlich höchst wünschenswert. Am Beispiel Belgiens, Frankreichs, Deutschlands, Italiens, Japans, Spaniens, der Schweiz, des Vereinigten Königreichs und der Vereinigten Staaten wurden einschlägige Vorschriften erläutert. Abschließend behandelte der Kongreß das geplante Übereinkommen über die nukleare Sicherheit, nukleares Recht in den Reformstaaten Mittel- und Osteuropas (mit Berichten über die jüngste Entwicklung des nuklearen Rechts in der Slowakischen Republik, Rußland, Slowenien und Litauen) und die Frage eines Verhaltenskodex für die friedliche Nutzung der Kernenergie. □

² ICRP PUBLICATION N° 60.

DIE GASVERSORGUNG DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFT UND ZUKÜNFTIGE PERSPEKTIVEN

Mitteilung der Kommission

VORWORT

von Ramón de Miguel
Frühere Generaldirektor für Energie¹

Auf der Ebene der Europäischen Union haben in den letzten Monaten ausgiebige Konsultationen über die künftige Gestaltung der EU-Energiepolitik stattgefunden. Als Ergebnis liegt jetzt ein Vorschlag vor, in dem die drei Hauptpfeiler der Energiepolitik herausgestellt werden: Gesamtwettbewerbsfähigkeit, Sicherheit der Energieversorgung und Umweltschutz. Zwischen diesen drei Elementen muß Europa die Balance finden. Hinsichtlich aller drei Aspekte kann das Erdgas einen wichtigen Beitrag leisten: Es gibt der industriellen Wettbewerbsfähigkeit einen höchst wünschenswerten Auftrieb, es gewährleistet die zunehmende Diversifizierung der europäischen Brennstoffpalette und es trägt zur Entlastung der Umwelt bei.

Nach seinem bisherigen raschen Wachstum könnte man sagen, daß das Erdgas jetzt in das Erwachsenenalter eingetreten ist. Es hat die Juniorenrolle in der europäischen Energiefamilie abgelegt und bestreitet jetzt ein Fünftel des gesamten europäischen Energiebedarfs; mit einer weiteren Zunahme des Gasanteils von rund einem Viertel bis zum Jahr 2010 ist zu rechnen. Mit zunehmender Reife wächst die Verantwortung, nicht zuletzt im Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Der Gasmarkt wächst aber nicht nur im Verhältnis zu den anderen

Brennstoffen, es wächst auch der Anteil der Gesamt mengen an Erdgas, die uns von Ländern außerhalb der EU geliefert werden.

In der vorliegenden Sonderausgabe von Energie in Europa wird die Mitteilung der Kommission über die heutige und künftige Gasversorgung² der EU vorgestellt, die vom Gasreferat unserer Direktion (Fossile Energien) ausgearbeitet wurde. In der Mitteilung - ein wichtiges Strategiepapier - wird den Zukunftsaussichten von Erdgas und der Entwicklung von Angebot und Nachfrage nachgegangen. Es werden mögliche Marktentwicklungen und ihre Folgen für unsere Versorgungssicherheit untersucht und Ideen vorgetragen, wie die letztere in den nächsten Jahren erhöht werden könnte. Das Papier plädiert mit Nachdruck für eine intensivere Zusammenarbeit auf EU-Ebene, um den Mehrwert, den die Gemeinschaftsdimension bietet, voll auszuschöpfen. Mit der Veröffentlichung in Energie in Europa hoffen wir eine breitere Leserschaft zu erreichen, denn wir stehen erst am Anfang nicht am Ende unserer Bemühungen um größere Erdgasversorgungssicherheit.

Das Papier wird von den Mitgliedstaaten und der Kommission eingehend diskutiert werden, um den Energie-Ministerrat zu klaren Schlußfolgerungen zu veranlassen. Gleichzeitig soll im Einvernehmen mit den Mitgliedstaaten, der Gaswirtschaft und anderen interessierten Parteien auf dem Papier aufbauend eine gemeinsame Plattform erarbeitet werden, wobei uns immer das Ziel vor Augen stehen muß, daß wir zu gemeinsamen energiepolitischen Leitlinien finden müssen - zum Wohle aller Bürger Europas und ihrer gesicherten Energieversorgung.

¹ Im Vorjahr 1996 ist Herr de Miguel zum Staatssekretär für Europäische Angelegenheiten in der spanischen Regierung ernannt worden.

² KOM(95) 478 endg.

KURZFASSUNG

EINLEITUNG

1. In fast allen Mitgliedstaaten der EG nimmt der Marktanteil von Erdgas stetig zu. Es wird erwartet, daß sich der Marktanteil in der gesamten EG von derzeit 19 % der Gesamtenergiebilanz auf rund 26 % im Jahr 2010 erhöht. Im gleichen Zeitraum dürfte bei abnehmender EG-Eigenproduktion die Abhängigkeit von Importen aus Drittländern erheblich ansteigen, und zwar von derzeit 40 % auf ungefähr 60 % im Jahr 2010 und sogar bis auf 75 % im Jahr 2020. Darüber hinaus gibt die unsichere politische Lage in einigen der Hauptlieferländer Anlaß zur Sorge.

2. Die Erdgasindustrie in der EG hat bisher Vorbildliches auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit geleistet. Es gibt keinen Grund, anzunehmen, daß dies in Zukunft anders sein wird. Die einzelnen Mitgliedstaaten tragen die Verantwortung für die Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene. Die Europäische Gemeinschaft ist auf Gemeinschaftsebene verantwortlich, insbesondere im Hinblick auf den europäischen Binnenmarkt.

3. Diese Mitteilung ist Bestandteil des Rahmens, der im Grünbuch³ der Kommission bzw. im darauf folgenden Weißbuch⁴ dargelegt wird, welches die Sicherheit der Versorgung als eine der drei Säulen der EG-Energiepolitik unterstreicht. Auch wenn mit dieser Mitteilung die Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens für andere energiepolitische Fragen der EG, z.B. den Energiebinnenmarkt und die Trans-europäischen Netze nicht vorweggenommen werden soll, so wird sie hinsichtlich dieser Fragen doch einen informativen Beitrag zu dieser politischen Debatte leisten.

4. Diese Mitteilung hat zwei Zielrichtungen:

(a) eine Diskussionsgrundlage für die künftige Entwicklung des Gasversorgungssektors in der EG zu bieten und

(b) die Frage der Sicherheit der Gasversorgung zu untersuchen sowie abzuschätzen, was auf EG-Ebene unternommen werden kann, um die Versorgungssicherheit bis weit in das nächste Jahrhundert zu erhöhen.

5. Die Mitteilung ist in drei Hauptkapitel gegliedert. Im ersten werden die Aussichten für den Gasbedarf und die Gasversorgung bis zum Jahre 2020, die

entstehenden "Versorgungslücken" und die kritische Frage der Außenbeziehungen untersucht. Im zweiten Kapitel werden bestimmte Marktentwicklungen in bezug auf ihre möglichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit betrachtet. Abschließend werden im Kapitel drei die der Gasindustrie zur Zeit zur Verfügung stehenden Sicherheitsmaßnahmen untersucht und ihre Wirksamkeit im Falle eines längeren Versorgungsmangels bewertet. Diese Mitteilung hat keine Folgen für den Gemeinschaftshaushalt.

6. Die Internationale Energieagentur hat vor kurzem eine Studie über die Sicherheit der Gasversorgung durchgeführt, in der die drei wichtigsten regionalen Erdgasmärkte der OECD untersucht wurden, d.h. OECD Europa, OECD Nordamerika und OECD Pazifik. Diese Studie zeigt, daß zwischen diesen drei regionalen Erdgasmärkten erhebliche Unterschiede in bezug auf Angebot und Nachfrage und die Versorgungssicherheit bestehen. Nur auf der Grundlage einer detaillierten Analyse der Lage in Europa, wie sie in diesem Dokument enthalten ist, können spezifische Schlüsse für die Europäische Gemeinschaft gezogen werden.

7. Im Rahmen der Vorbereitung dieser Mitteilung fanden ausführliche Beratungen mit der Industrie, mit einzelnen Gasversorgungsunternehmen, mit Eurogas und mit den Mitgliedstaaten statt. Diese Beratungen haben zur Aussagekraft des endgültigen Dokuments beigetragen.

VERSORGUNGS- UND BEDARFSAUSSICHTEN

8. Die durch Verträge gesicherten Gaslieferungen übertreffen die Menge, die voraussichtlich zur Bedarfsdeckung bis zum Jahr 2000 benötigt wird. Unter der Voraussetzung, daß nur die bestehenden Versorgungsverträge verlängert werden, wird bei den vertraglichen Lieferungen eine Versorgungslücke von bis zu 20 % im Verhältnis zum erwarteten Bedarf im Jahre 2020 entstehen. Neue Lieferverträge, deren Umfang den derzeitigen Gesamtverbrauch der EG übertrifft, werden benötigt, um den bis 2020 zu erwartenden Bedarf zu decken

9. Die der EG potentiell zur Verfügung stehende interne sowie externe Gasversorgung ist jedoch ergiebig und reicht aus, um den Bedarf bis weit in das nächste Jahrhundert hinein decken zu können. Zunehmende Liefermengen sind aller Wahrscheinlichkeit nach von den drei größten Hauptlieferanten, Rußland, Norwegen und Algerien zu erwarten. In allen drei Lieferländern werden größere Projekte durchgeführt, um die Gasausfuhren an die EG erheblich steigern zu können.

³ KOM(94) 659 endg. (auch Beilage zu Energie in Europa).

⁴ KOM(95) 682 endg. (auch Beilage zu Energie in Europa).

10. Es besteht kein Mangel an der EG zusätzlich zur Verfügung stehenden Gasvorräten, z.B. im Nahen Osten oder in Zentralasien. Diese müssen jedoch erst erschlossen werden, und das gewonnene Gas muß über Fernleitungen oder als Flüssiggas über große Entfernungen transportiert werden, mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Kosten und - im Falle der Pipelines - mit potentiellen Durchleitungsschwierigkeiten. Langfristig könnten diese Faktoren einen Anstieg der Gaspreise bewirken, wodurch wiederum der Anstieg der Nachfrage nach Gas gebremst werden könnte.

AUBENBEZIEHUNGEN

11. Die EG diskutiert zur Zeit Strategien zur Entwicklung engerer Beziehungen mit einigen wichtigen Energieproduzenten in der früheren Sowjetunion. Auch Fragen wie die Bedingungen des Zugangs zu Energieprodukten und der Aufbau von Absatzmöglichkeiten bilden einen Teil des Dialogs mit diesen Ländern. Der Vertrag über die Europäische Energiecharta stellt einen bedeutenden Rahmen dar, innerhalb dessen der Ost-West-Handel mit Gas und die Zusammenarbeit mit gegenwärtigen und potentiellen Lieferländern gefördert werden. Eine Ausweitung des Geltungsbereichs der Energiecharta oder eines ähnlichen rechtlichen Rahmens nach Süden, um weitere regionale Gaslieferanten mit einzubeziehen, könnte die Versorgungssicherheit verbessern. Die bevorstehende EU-Mittelmeer-Konferenz bietet eine Gelegenheit, diese Entwicklung voranzutreiben.

12. Der Dialog zwischen Verbrauchern und Lieferanten stellt einen weiteren Rahmen dar, in dem engere Beziehungen zu den Lieferanten gefördert werden könnten. Die zunehmende Importabhängigkeit der EG und ihre strategischen Bedürfnisse nach engeren Beziehungen mit externen Lieferanten sollten als Informationsgrundlage und zur Motivierung der Außenpolitik im Hinblick auf solche Länder dienen. Diese strategischen Erfordernisse sollten die Kooperations- und technischen Hilfsprogramme der EG, z.B. PHARE, TACIS und die Mittelmeerprogramme, auf dem Gebiet der Energieversorgung zunehmend bestimmen.

13. Den Ländern Mittel- und Osteuropas stehen schwerwiegende Probleme auf dem Gebiet der Gasversorgung bevor, darunter oft eine instabile Versorgungssituation, die in erster Linie auf Grund der Abhängigkeit von einem einzigen Lieferanten entstanden ist. Diese Staaten werden sich an die EG wenden, einerseits in der Hoffnung nach verstärktem Handel, Zusammenarbeit, Integration und Diversifizierung der Versorgungsquellen, und

andererseits insbesondere im Hinblick auf eine künftige EG-Mitgliedschaft.

MARKTENTWICKLUNGEN

14. In den letzten Jahren ist eine Tendenz zu einer vertikalen Integration des Gasversorgungswegs zu verzeichnen, besonders in Form von Investitionen einiger externer Lieferanten auf nachgelagerten Wirtschaftsstufen. Diese Entwicklung ist überaus erfreulich, da sie eine verstärkte Verpflichtung der betreffenden Lieferanten gegenüber den EG-Märkten aufzeigt und einen Stabilitäts- und Sicherheitsfaktor darstellt. Dennoch sollte eine Lieferantenvielfalt sichergestellt werden.

15. Einige ökonomische Vorzüge sprechen für die Nutzung von Erdgas zur Elektrizitätserzeugung. Als Substitut für andere fossile Energieträger stellt Erdgas auch eine wichtige Entlastung der Umwelt dar. Deshalb ist nicht auszuschließen, daß der Elektrizitätssektor für einen Anteil von über 50% am Anstieg des Gasverbrauchs bis zum Jahre 2010 verantwortlich sein wird, was fast einen Drittel des Gasverbrauchs der EG in diesem Zeitraum entsprechen würde. Der zunehmende Bedarf an Gas für die Stromerzeugung und die Bemühungen zur Kostenreduzierung könnten weitere direkte Verbindungen zwischen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) und den Gasversorgungsunternehmen sowie neue Preisberechnungsformeln fördern, bei denen die Tatsache berücksichtigt wird, daß in diesem Bereich die Kohle der Hauptkonkurrent des Erdgases ist. Mit der Entwicklung der Gasmärkte ergeben sich auch neue Preisstrukturen.

KURZFRISTIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT AUF EG-EBENE

16. Man geht davon aus, daß die EG zur Zeit eine Unterbrechung der Lieferungen aus den beiden nicht zur OECD gehörenden Hauptexportländern, Rußland bzw. Algerien, über einen Zeitraum von 9 bzw. 20 Monaten verkraften könnte. Sogar bei einer gleichzeitigen Kürzung der Lieferungen aus diesen beiden Nicht-OECD-Quellen beträgt die Sicherheitsmarge fast 5 Monate. Zur Gewährleistung dieses Sicherheitsniveaus ist eine uneingeschränkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit der Gasversorgungsindustrien der einzelnen Mitgliedstaaten unter Anwendung der bestehenden Sicherheitsmaßnahmen erforderlich.

17. In bezug auf den Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch, die einheimische Gas-erzeugung, die Diversifizierung der Importe, die

Einbindung ins europäische Verbundgasnetz, die Lagerkapazitäten und -eigenschaften sowie in bezug auf den Anteil der unterbrechungsfähigen und alternativ zu befeuernden Einrichtungen, die Flüssiggas-Verladestationen und eine grenzüberschreitenden Sicherungs-Kooperation mit anderen Gasgesellschaften gibt es jedoch erhebliche Unterschiede in der Versorgungssituation der Mitgliedstaaten. Die auf nationaler Ebene durchgeführten Sicherheitsmaßnahmen unterscheiden sich dementsprechend auch je nach diesen sehr unterschiedlichen Bedarfs- und Liefersituationen.

18. Ein Vorgehen auf EG-Ebene erhöht die Versorgungssicherheit. Die Gasversorgungsunternehmen der EG wenden bereits wirtschaftlich begründete grenzüberschreitende Reserveversorgungs-Abkommen an. Die Elemente einer EG-weiten Kooperationspolitik mit dem Ziel, die Auswirkungen weitreichender Versorgungsausfälle zu minimieren, umfassen eine Reihe von Maßnahmen. Dazu zählen: die Verbrauchsverringerung durch Anwendung von Kundenverträgen mit Unterbreckungsklauseln; die Flexibilität der Produktion sowohl in bezug auf die Eigenförderung als auch auf Importe aus anderen Förderländern in der EG sowie die Ausnutzung aller innerhalb der EG zur Verfügung stehenden Speichermöglichkeiten. Werden diese Maßnahmen zusammen und gleichzeitig angewandt, so erhöhen sie die für den EG-internen Handel verfügbaren Gasmengen wegen der im Vergleich zu den Einzelstaaten viel größeren Importvielfalt der Gesamt-EG.

LANGFRISTIGE VERSORGUNGSSICHERHEIT AUF EG-EBENE: INTEGRATION DER VERSORGUNGSNETZE

19. Die Integration des EG-weiten Gasnetzes ist eine Voraussetzung für die vollständige Ausschöpfung der obengenannten Sicherheitsmaßnahmen. Deshalb stellt die Verbindung der Gasnetze in der EG untereinander einen entscheidenden Faktor bei der Aufrechterhaltung und Sicherung einer ausreichenden Versorgungssicherheit dar.

20. Obwohl dank der Errungenschaften der europäischen Gasindustrie das Netz innerhalb der EG weitgehend integriert ist, könnte die Versorgungssicherheit durch einige weitere Querverbindungen weiter erhöht werden. 80 % der Gasvorräte Europas befinden sich in der Nordsee und den Niederlanden. Durch Projekte zum Bau von Leitungen zur Anbindung des Festlands an die Förderstätten der Nordsee sowie von Querverbindungen zwischen einigen Mitgliedstaaten auf dem Festland wird eine erhebliche

Verbesserung der Lieferfähigkeit des Gases aus der Nordsee und den Niederlanden im Falle einer Unterbrechung der Lieferungen aus Algerien und/oder Rußland erzielt.

21. Die im Falle eines größeren Versorgungsmangels am empfindlichsten getroffenen Mitgliedstaaten wären Finnland (Ausfall russischer Lieferungen), Griechenland (Ausfall russischer Lieferungen) und Portugal (Ausfall algerischer Lieferungen). Jedoch werden in Griechenland zur Zeit Flüssiggasanlagen gebaut, die eine wertvolle zusätzliche Sicherheit bieten, während das Problem in Finnland teilweise durch Anlagen mit alternativen Beheizungsmöglichkeiten aufgehoben wird. Portugal kann unter Umständen eine Unterbrechung der Lieferungen aus Algerien auch ohne Flüssiggasanlagen verkraften, allerdings nur dann, wenn die geplante neue Querverbindung zu Spanien fertiggestellt ist und die Leistungsfähigkeit des französischen Hauptnetzes erhöht wird. Im Zuge der weiteren Entwicklung der nordischen Märkte würde eine Verbindung zu Schweden gleichermaßen eine langfristige Lösung für Finnland darstellen wie jede eventuelle Entwicklung von Gaslieferungen aus der Barent-See.

22. Folgende Staaten sind ebenfalls anfällig, wenn auch in geringerem Maße: Spanien (Ausfall algerischer Lieferungen), Österreich (Ausfall russischer Lieferungen) und Italien (Ausfall russischer oder algerischer Lieferungen). Wenn jedoch die im Folge genannten Querverbindungen hergestellt werden und alle Lastausgleichs-Instrumente sowie Möglichkeiten zum Austausch und zur Umkehr der Lieferrichtung effektiv genutzt werden, und wenn im Falle Italiens und Spaniens die zusätzliche Versorgung durch Flüssiggas zur Anwendung kommt, könnten diese Mitgliedstaaten die Versorgung für beträchtliche Zeiträume aufrecht erhalten.

23. Sollte der schlimmste anzunehmende, aber auch unwahrscheinliche Fall eintreten, daß die Lieferungen sowohl aus Rußland als auch aus Algerien gleichzeitig ausfallen, so wären Spanien, Italien und Österreich wesentlich empfindlicher getroffen. Ferner könnten auch Frankreich und Belgien stärker getroffen werden, besonders wenn die obengenannten Querverbindungen nicht zustandekommen sollten.

TRANSEUROPÄISCHE GASVERSORGUNGSNETZE

24. Einige der obengenannten Querverbindungen sind Projekte von gemeinsamen Interessen bzw. Prioritätsprojekte im Rahmen des Programms zur Förderung transeuropäischer Energieversorgungsnetze (TEN). Die Entwicklung der TEN-Politik bei sich ändernden

Marktbedingungen wird eine Erweiterung der Liste der Projekte von gemeinsamen Interessen um einige der in diesem Bericht beschriebenen "fehlenden" Verbindungsleitungen und Speicherprojekte, einschließlich der Bedürfnisse der am meisten verwundbaren Mitgliedsstaaten, ermöglichen, um die Versorgungssicherheit der EG zu erhöhen.

SPREICHERUNG UND UNTERBRECHBARE VERBRAUCHER

25. Angesichts der langen Anlaufzeit, die zur Entwicklung neuer unterirdischer Gasspeicher benötigt wird, sollten die Kosten und Vorteile der Einrichtung zusätzlicher Speicherkapazitäten untersucht werden, um der gestiegenen Nachfrage und der durch die sinkende interne Produktion in der EG und die steigende Abhängigkeit von externen Quellen verringerten Flexibilität entgegenzuwirken. Dies ist von besonderer Bedeutung für Mitgliedstaaten, deren Gasmärkte sich noch auf einer niedrigeren Entwicklungsstufe befinden.

26. Obwohl globale Zahlen verfügbar sind, wird eine detaillierte Untersuchung der tatsächlichen unterbrechbaren Verbraucher in der Industrie und Elektrizitätserzeugung in den Mitgliedstaaten notwendig sein, um das wirkliche Ausmaß der Unterbrechungsfähigkeit und die damit verbundenen Folgen für die Versorgungssicherheit im Falle einer größeren Krise einschätzen zu können.

27. Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen könnten sich Energiequellen in Zeiten ungenügender Gas- oder Elektrizitätsversorgung teilen, da es nur sehr selten in der gesamten EG gleichzeitig zu Gasverbrauchs- und Elektrizitätslastspitzen kommt. Zusammen mit dem großen Potential zur Erhöhung der Anzahl von unterbrechbaren Energieverbrauchern könnte dieses Steuerungsinstrument die langfristige Gefährdung fast aller Mitgliedstaaten erheblich verringern.

ZUSAMMENARBEIT AUF EG-EBENE

28. Es müssen Anstrengungen unternommen werden, um eine möglichst effektiv gestaltete Zusammenarbeit innerhalb der EG im Falle einer größeren Gasversorgungskrise sicherzustellen. Eine Reihe von Ideen dürften es wert sein, in diesem Zusammenhang entwickelt zu werden. Ein möglicher Ansatz könnte die Vereinbarung eines Sicherheitsziels für die einzelnen Mitgliedstaaten sein, das unterschiedlich ausgestaltet werden könnte, vorausgesetzt, die Zielsetzung insgesamt ist gewährleistet und es kommt zu einem

angemessenen Grad an Aufgabenteilung. Durch Einsatz einer optimalen Mischung der jeweils verfügbaren Sicherheitsmaßnahmen, einschließlich der Verbesserung grenzüberschreitender Kooperation, könnte dann das Sicherheitsziel erreicht werden.

29. Auch wenn die Versorgungssicherheit zur Zeit kein größeres Problem darstellt, besteht kein Anlaß zur Sorglosigkeit. Auf EG-Ebene könnten Notfall-Leitlinien verfaßt werden, damit man über eine gemeinsame Sprache und gemeinsame Notfall-Prioritäten verfügt, wenn man einen schwerwiegenden Ausfall der Versorgung zu bewältigen hat.

30. Es sollte weiterhin an einer tiefgehenden Analyse des sich entwickelnden Verhältnisses aller Faktoren gearbeitet werden, die die Versorgungssicherheit auf EG-Ebene und nach Mitgliedsstaat beeinträchtigen. Dies sollte unter Berücksichtigung der Kosten und Nutzen der verschiedenen Optionen geschehen und nicht nur Entwicklungen auf der Angebotsseite abdecken, sondern auch die Entwicklungen der TEN, die Vollendung des Energiebinnenmarktes und Entwicklungen in den Außenbeziehungen wie die Europäische Energie Charta.

SCHLUßFOLGERUNGEN

Auf der Basis der in dieser Mitteilung vorgestellten Analyse ersucht die Kommission den Rat, die folgenden Schlußfolgerungen zur Kenntnis zu nehmen und zu bestätigen:

1. Die Erdgasmärkte haben an sich regionalen Charakter, und die Sicherheit der Gasversorgung der EG kann deshalb nur auf der Grundlage einer tiefgreifenden Analyse der spezifischen Gasversorgungslage der jeweiligen europäischen Regionen beurteilt werden.

2. Auf EG-Ebene stellt die Sicherheit der Gasversorgung kein unmittelbares Problem dar, obwohl es zwischen den Mitgliedstaaten erhebliche Unterschiede bei der Versorgungssicherheit gibt. Der von der europäischen Gasversorgungsindustrie entwickelte Mix unterschiedlicher Sicherheitsmaßnahmen, d.h. Querverbindungen zwischen Netzen, Speicherung, Flexibilisierung der Produktion, Verträge mit Unterbrechungsklauseln und grenzüberschreitende Verträge, variiert von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat. Jedoch könnte durch eine Zusammenarbeit auf EG-Ebene erreicht werden, daß die Maßnahmen in koordinierter Weise zur vollständigen Ausschöpfung der Flexibilität des Gasversorgungssystems und somit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Europas eingesetzt werden.

3. Die Abhängigkeit der EG von externen Quellen wird in dem betrachteten Zeitraum stetig zunehmen, wobei ein Großteil des zusätzlich verbrauchten Gases aus Nicht-OECD-Ländern bezogen wird. Obwohl es keinen Mangel an Erdgasreserven gibt, die der EG potentiell zur Verfügung stehen und mit denen die bis zur Jahrhundertwende und auch danach eintretende große Zunahme des Verbrauchs gedeckt werden kann, werden die wirtschaftlich vermarktbareren Zusatzlieferungen höchstwahrscheinlich von den derzeit größten Lieferanten bezogen, d.h. aus Rußland, Norwegen und Algerien. Sollten neue Lieferländer hinzukommen, so werden auch diese außerhalb der EG liegen, und zwar in immer größeren Entfernungen.

4. Die Vollendung des Binnenmarktes wird die Integration der Gasmärkte erleichtern und dadurch die Versorgungssicherheit beim Gas stärken. Die Zusammenarbeit und Solidarität auf EG-Ebene werden auf externe Lieferanten und Transitländer eine Signalwirkung haben und auf derzeitige und künftige Gasverbraucher innerhalb der EG beruhigend wirken und somit die Versorgungssicherheit der EG stärken. Dies würde die koordinierte Reaktion auf Versorgungsengpässen stärken, den Ruf des Erdgases als zuverlässige Energiequelle erhalten und verbessern, die Realisierung der zur Lieferung von Erdgas an den europäischen Markt benötigten Großprojekte in den nächsten Jahren erleichtern und als Abschreckungsmaßnahme in bezug auf mögliche Versorgungsmängel dienen.

5. Die Flexibilität des Gasversorgungssystems der EG, durch die Entwicklung der Transeuropäischen Netze gesteigert, sollte regelmäßig geprüft und bei Bedarf verbessert werden, damit man im Rahmen des einheitlichen integrierten EG-Energiemarkts im Laufe der Zeit auf die Bewältigung eventueller Versorgungsmängel vorbereitet ist.

Die Kommission wird zusammen mit den Mitgliedstaaten, der Gasversorgungsbranche und anderen interessierten Organisationen die diversen in dieser Mitteilung aufgeworfenen Fragen erörtern, die für die Versorgungssicherheit relevanten Entwicklungen auf dem Gassektor innerhalb und außerhalb der EG genau beobachten und dem Rat einen weiteren Bericht vorlegen.

**GEGENWÄRTIGE UND KÜNFTIGE
GASVERSORGUNG UND NACHFRAGE DER EG
UND DIE AUßENBEZIEHUNGEN**

Nachstehende Tabelle faßt die künftigen Versorgungs- und Verbrauchstrends der EG für die kommenden Jahre zusammen.

	1994	2000	2010	2020
1. Verbrauch (Mt ROE)	254	311/320	392/411	432/496
2. Eigenproduktion %	61	56	41	25/32
3. Importabhängigkeit %	39	44	59	68/75

Quellen: Eurostat, Eg-Kommission, IEA

ENTWICKLUNG DER GASVERSORGUNG UND DER NACHFRAGE IN DER EG IN DEN VERGANGENEN ZEHN JAHREN

In den letzten zehn Jahren ist der Erdgasverbrauch in der EG erheblich angestiegen, und zwar um mehr als 38 % von 184 Mt ROE im Jahr 1985 auf 254 Mt im Jahr 1994. Der durch Erdgas gedeckte Anteil am Gesamtenergieverbrauch der EG beträgt heute 19 %.

Die Eigenförderung in der EG ist um 25 % gestiegen, von 126 Mt ROE im Jahr 1985 auf 157 Mt ROE im Jahr 1994. Der Verbrauch ist also stärker gestiegen als die Produktion, wobei die zusätzlichen Mengen durch Importe aus den drei Hauptlieferländern Algerien, Norwegen und Rußland gedeckt werden. Die Importe nahmen von 61 Mt ROE im Jahr 1985 auf 100 Mt ROE im Jahr 1994, also um 62 % zu. Somit erhöhte sich die Abhängigkeit von externen Quellen von 33 % im Jahr 1985 auf fast 40 % im Jahr 1994. Die Importe aus Rußland sind von 21 Mt ROE im Jahr 1984 auf 53 Mt ROE im Jahr 1994, d.h. um 150 % gestiegen, was 80 % der Zunahme externer Lieferungen entspricht. 1985 bezog die EG 34% ihrer gesamten Gaseinfuhren aus Rußland. Bis 1994 hatte sich diese Abhängigkeit um mehr als ein Drittel auf 52 % erhöht.

Die Importe aus Algerien sind um mehr als ein Drittel gestiegen, von 17 Mt ROE im Jahr 1985 auf 23 Mt ROE im Jahr 1994, und die Zunahme entspricht somit in etwa der Steigerungsrate des Gasverbrauchs in der EG. Die Abhängigkeit der EG von Importen aus Algerien hat sich in diesen zehn Jahren etwas verringert, von 28 % im Jahr 1985 auf etwa 25 % im Jahr 1994.

Die Importe aus Norwegen sind von 22 Mt ROE im Jahr 1985 auf 23 Mt ROE im Jahr 1994, also nur um 5 %, gestiegen. Relativ betrachtet ist der Anteil Norwegens an den Lieferungen in die EG gesunken, und zwar von 36 % im Jahr 1985 auf 25 % im Jahr 1994.

DERZEITIGER VERBRAUCH DER EG UND LIEFERQUELLEN

1994 betrug der gesamte Erdgasverbrauch der EG 254 Mt ROE. Deutschland und das Vereinigte Königreich waren die größten Verbraucher (ca. je 60 Mt ROE); Italien, die Niederlande und Frankreich verbrauchten je 30-40 Mt ROE, während Belgien, Spanien, Dänemark, Irland, Österreich, Finnland und Schweden jeweils weniger als 10 Mt ROE verbrauchten. Der Verbrauch in Luxemburg betrug lediglich 0,4 Mt ROE, und in Griechenland und Portugal ist eine Versorgung mit Erdgas erst für die kommenden Jahre geplant.

1994 trug das Erdgas nur ungefähr 19 % zur Energiebilanz der gesamten EG bei. Den höchsten Gasanteil (49 %) in der Energiebilanz weisen die Niederlande auf, gefolgt von einer aus sechs Staaten bestehenden Gruppe, in der der Anteil etwa dem EG-Mittelwert entspricht: dies sind Italien, Vereinigtes Königreich, Irland, Belgien, Deutschland und Österreich. In Frankreich, Dänemark und Finnland ist der Anteil unter dem EG-Mittelwert und in Luxemburg, Spanien und Schweden sogar weit darunter.

Tabelle 1

Nachgewiesene Gasvorräte der EG (1994) in Mt ROE

BE - Belgien	---
DE - Deutschland	342
DK - Dänemark	121
EL - Griechenland	---
ES - Spanien	20
FIN - Finnland	---
FR - Frankreich	35
IRE - Irland	17
IT - Italien	301
L - Luxemburg	---
NL - Niederlande	1874
O - Österreich	21
P - Portugal	---
S - Schweden	---
UK - Vereinigtes Königreich	630
EG 15	3361

Quelle: Oil and Gas Journal 1995

1995 beträgt das geschätzte Volumen der nachgewiesenen Erdgaslagerstätten der EG ungefähr 3360 Mt ROE (siehe Tabelle 1), obwohl diese Vorräte sich möglicherweise aufgrund neuer Entdeckungen und verbesserter Explorations- und Fördertechniken erhöhen lassen. Die Niederlande und das Vereinigte Königreich verfügen zusammen über mehr als 73% der gesamten Vorräte der EG. Infolgedessen konzentriert sich ein großer Teil der Erdgasvorräte in NW-Europa.

1994 betrug die Gesamtfördermenge von Erdgas in der EG 157 Mt ROE. Die Erdgasförderländer in der EG lassen sich in drei Gruppen gliedern. Zur ersten Gruppe gehören die Niederlande und das Vereinigte Königreich, die jeweils mehr als 55 Mt ROE produzieren. Italien und Deutschland produzieren jeweils ca. 15 Mt ROE, während die Fördermenge in der anderen Gruppe, zu der Dänemark, Frankreich, Irland, Österreich und Spanien gehören, erheblich niedriger ist, nämlich weniger als 5 Mt ROE je Staat. Die anderen Mitgliedstaaten verfügen über keine einheimische Erdgasförderung.

Die derzeitigen Zahlen der EG weisen ein für mehr als 20 Jahre ausreichendes Vorräte/Förderungs-Verhältnis auf. Jedoch ist das Förderungspotential nicht gleichmäßig in der EG verteilt, die einheimische Förderung kann den laufenden Bedarf nicht decken, und Europa verfügt noch nicht über ein vollständig untereinander verbundenes Erdgasnetz. Einige Mitgliedstaaten, insbesondere die an der Peripherie, befinden sich in einer relativ isolierten Lage.

Betrachtet man den EG-internen Erdgashandel, so ist festzustellen, daß aus der EG fast kein Gas exportiert wird. 1994 betrug das gesamte innerhalb der EG gehandelte Erdgasvolumen 30 Mt ROE. Die Niederlande gehören zu den großen Lieferländern, während Dänemark kleinere Mengen an Deutschland und Schweden exportiert. Die Niederlande beliefern Deutschland, Belgien, Frankreich und Italien. Das andere große Förderland, das Vereinigte Königreich, ist zur Zeit noch nicht mit dem Erdgasmarkt des europäischen Festlands verbunden⁵. Diese Situation wird sich ändern, sobald die "UK-Continent Interconnector" - Leitung fertiggestellt und in Betrieb genommen worden ist.

Die EG(15) importiert insgesamt 100 Mt ROE aus vier externen Lieferländern: Rußland ist der größte Lieferant und lieferte 1994 53 Mt ROE. Algerien und Norwegen lieferten ungefähr gleich große Anteile, jeweils ungefähr 23 Mt ROE, während nur geringe Mengen - 1 Mt ROE - aus Libyen kamen. Deutschland, mit einem Anteil von ca. 30 % am Gesamtimport der EG, ist der größte Abnehmer für Erdgas aus externen Quellen. Frankreich und Italien importieren ebenfalls erhebliche Mengen, während Belgien, Spanien, Österreich und Finnland wesentlich kleinere Mengen aus Drittländern importieren. Die Niederlande und das Vereinigte Königreich importieren geringe Mengen aus Norwegen, obwohl sie weitgehend Selbstversorger sind.

⁵ Mit einer kleinen Ausnahme - des Markham-Feldes vor der britischen Küste.

Tabelle 2A - Zahlen für die einzelnen Mitgliedstaaten für das Jahr 1994

	BE	DE	DK	EL	ES	FR	IRE	IT
1. Erdgasverbrauch (Mt ROE)	9,5	61,2	2,7	-	6,2	29,2	2,2	40,7
2. Anteil des Erdgasverbrauchs (%)	19,2	18,0	12,9	-	6,6	13,0	21,6	27,6
3. Inländische Förderung in Mt ROE	0	14,0	4,3	-	0,1	2,7	2,2	16,4
4. EG Binnenhandel in Mt ROE	4,2	17,8	-2,5	-	-	3,2	-	3,9
5. Externe Abhängigkeit								
a) Mt ROE	5,3	33,5	0	-	6,0	22,7	-	20,6
b) %	56,8	54,7	-	-	96,7	80,0	-	50
davon Mt ROE aus:								
Algerien	3,5	-	-	-	4,0	6,9	-	8,9
Libyen	-	-	-	-	1,1	-	-	-
Norwegen	1,9	9,4	-	-	0,9	6,3	-	-
Rußland	-	24,1	-	-	-	9,5	-	11,7

	L	NL	O	P	FIN	S	UK	EGR 15
1. Erdgasverbrauch (Mt ROE)	0,4	32,6	4,9	-	3,3	1,3	60,0	254,0
2. Anteil des Erdgasverbrauchs (%)	3,5	49,0	19,1	-	10,3	2,5	26,7	19,4
3. Inländische Förderung in Mt ROE	-	59,0	1	-	-	-	57,9	157,6
4. EG Binnenhandel in Mt ROE	0,4	-28,7	-	-	-	1,3	-	-
5. Externe Abhängigkeit								
a) Mt ROE	-	2,3	3,9	-	3,3	-	2,4	100,1
b) %	-	7	80,0	-	100	-	4,0	39,4
davon Mt ROE aus:								
Algerien	-	-	-	-	-	-	-	23,3
Libyen	-	-	-	-	-	-	-	1,1
Norwegen	-	2,3	-	-	-	-	2,4	23,2
Rußland	-	-	3,9	-	3,3	-	-	52,5

Quellen: Eurostat, EG-Kommission, IEA

Die Mengen addieren sich nicht auf gleiche Summen, da Speichervorräte benutzt wurden.

importieren überhaupt kein Erdgas von außerhalb der EG.

Für die Gesamt-EG beträgt die Importabhängigkeit fast 40 %, doch schwankt diese Zahl erheblich von einem Mitgliedstaat zum anderen. Finnland und Spanien sind zu fast 100 % von Importen aus Drittländern abhängig, während Österreich und Frankreich zu 80 %, und Belgien, Deutschland und Italien zu etwa 50-55 % abhängig sind. Die Importabhängigkeit der Niederlande und des Vereinigten Königreichs beträgt wegen ihrer guten Eigenversorgung weniger als 10 %. Dänemark, Schweden, Irland und Luxemburg

Es ergibt sich kein vollständiges Bild, wenn man die Versorgungssicherheit nur unter dem Gesichtspunkt der Abhängigkeit von EG-externen Lieferanten betrachtet. Die Herkunft der Lieferungen und die Vielfalt unterschiedlicher Bezugsquellen müssen auch berücksichtigt werden.

AUSSICHTEN FÜR DIE VERSORGUNG UND DEN BEDARF IN DER ZUKUNFT

Die folgenden Voraussagen sollen als Hintergrund für die nachfolgenden Kapitel dienen. Wichtig sind nicht unbedingt die Zahlen, sondern die durch sie sichtbar werdenden Trends, insbesondere das Niveau der Abhängigkeit von externen Quellen und die noch abzuschließenden Lieferverträge. Daten über den Bedarf in der EG und die Verbrauchsvorhersagen sind den von den Dienststellen der Kommission für die Zeit bis 2020 entworfenen Energieszenarien entnommen.

Diese Szenarien gehen von unterschiedlichen möglichen Welten aus. Für uns bleibt vor allem festzuhalten, daß die grundlegenden Phänomene - starke Zunahme des Gasbedarfs und verschärfte Einfuhrabhängigkeit - in allen Szenarien konstant bleiben.

Tabelle 2B - Szenarien EG-Gasbedarf und -angebot

	2000	2010
1. Erdgasbedarf (Mt ROE)	311/320	392/411
2. Erdgasanteil am Gesamtbedarf (durchschnittlich)	22 %	26 %
3. Geschätzte inländische Förderung (Mt ROE)	175	165
4. EG-Gasbinnenhandel (Mt ROE)	30	28
5. Abhängigkeit von außen (Mt ROE)	136/145	227/246
(%)	44/45	58/60
6. Vertragliche Mengen*	66	66
- Rußland		
- Algerien	39	40
- Norwegen	48	57
- Andere	5	5
- Insgesamt	158	168
7. Defizit (Mt ROE)	-	-59 / -78

Quellen: Kommission (Analyse 2020), Mitgliedstaaten, IEA

* Mt ROE

Was sich dagegen je nach Szenario verändert, ist die Umweltbelastung, insbesondere das Niveau des CO₂-Ausstoßes. Die Diskussion des Szenarien im Zusammenhang mit der gemeinschaftlichen Energiepolitik - unter Berücksichtigung der internationalen Verpflichtungen der Gemeinschaft, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren - werden in anderen Gremien, die sich speziell dieser Thematik widmen, zu erörtern sein. Von selbst versteht sich überdies, daß eine Energie - und Umweltpolitik, die sich das Energiesparen und die Nutzung der erneuerbaren Energieträger zum Anliegen macht, das Problem der Importabhängigkeit entschärft und die Versorgungssicherheit der Gemeinschaft erhöht.

Für die Zwecke der vorliegenden Mitteilung, die sich mit Fragen der Gasversorgung befaßt, wurden jeweils Durchschnittszahlen oder -spannen benutzt, um die wichtigsten Aussagen zu verdeutlichen.

2000

Es wird geschätzt, daß der Verbrauch um 22-26 % auf 311-320 Mt ROE ansteigen wird. Bis zu diesem Zeitpunkt wird auch in Griechenland und Portugal Erdgas eingeführt worden sein. Der Gasanteil am Gesamtenergieverbrauch könnte in Deutschland, Spanien, Italien, dem Vereinigten Königreich und Schweden noch zunehmen. Erdgas wird rund 22 % des gesamten Primärenergieverbrauchs der EG decken.

Man nimmt an, daß die Erdgasförderung der EG um 11 % auf etwa 175 Mt ROE zunehmen wird. Danach kann es zu einem Produktionsrückgang kommen. Die Niederlande werden eventuell noch die höchsten Mengen fördern, gefolgt vom Vereinigten Königreich, wobei diese beiden Länder zusammen ca. 80 % der Gesamtförderleistung der EG erbringen. Die Förderung wird vielleicht auch in Dänemark erhöht werden, wohingegen die Förderung in Italien, Irland, Deutschland, Frankreich und Österreich vermutlich zurückgehen wird.

Die Gesamtmenge des innerhalb der EG gehandelten Erdgases könnte ungefähr 30 Mt ROE erreichen, wovon der größte Teil nach wie vor aus den Niederlanden kommen wird. Bis zu diesem Zeitpunkt müßte die Verbindung "UK-Continent Interconnector" zwischen dem Festland und dem Vereinigten Königreich fertiggestellt worden sein und bis zu 18 Mt ROE jährlich an die Festlandsmärkte liefern.

Voraussagen zufolge muß die EG mindestens 136 Mt ROE aus Drittländern importieren, was einem 36 %-igen Einfuhranstieg entspricht. Die bis zum Jahr 2000 abgesicherten Lieferverträge zeigen, daß für die gesamte EG zu diesem Zeitpunkt ein Überschuß bestehen könnte. Bis 2000 wird die Importabhängigkeit der EG auf ungefähr 44 % angestiegen sein, wobei es weiterhin erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten geben wird. Irland, Schweden und Griechenland verfügen zur Zeit noch nicht über Lieferverträge zur vollen Deckung des bis zum Jahr 2000 geschätzten Bedarfs.

2010

Der Verbrauch wird auf 392-411 Mt ROE geschätzt, was einer durchschnittlichen Zunahme von 27 % gegenüber dem Jahr 2000 entspricht. Erdgas wird

eventuell als Ersatz für veraltete Kernkraftwerke im Vereinigten Königreich, Schweden und Deutschland eingesetzt. Auch in Spanien und Italien könnte die für die Elektrizitätserzeugung eingesetzte Erdgasmenge stark zunehmen. Das Erdgas könnte einen Anteil von bis zu 26 % des gesamten Primärenergieverbrauchs der EG erreichen.

Die Erdgasförderung in der EG wird eventuell nach dem Jahr 2000 um 6 % auf etwa 165 Mt ROE zurückgehen. Unter Umständen wird die Förderung im Vereinigten Königreich weiter ausgeweitet, d.h. auf über 50 % der EG-Gesamtproduktion. Es ist jedoch wahrscheinlich, daß zu dieser Zeit die im Vereinigten Königreich geförderte Menge ausschließlich zur Deckung des Eigenbedarfs benötigt wird und nicht einmal ausreichen wird, um den geschätzten Bedarf zu decken. Die niederländische Förderung könnte bis dahin bereits ihrem Ende zugehen.

Die Gesamtmenge des innerhalb der EG gehandelten Erdgases könnte auf etwa 28 Mt ROE zurückgehen, wobei die Niederlande weiterhin fast das gesamte Volumen liefern, und Dänemark vielleicht noch kleine Mengen an Deutschland und Schweden liefern wird.

Bis dahin könnte es dazu kommen, daß die EG ungefähr 227 Mt ROE importieren muß, was eine Zunahme von 70 % gegenüber dem Jahr 2000 bedeuten würde. Die EG wird nach wie vor Gas von drei externen Hauptlieferanten beziehen. Bei dieser Auswertung wird davon ausgegangen, daß die zwischen 2000 und 2010 auslaufenden Lieferverträge verlängert werden. In diesem Fall werden die vertraglich geregelten Liefermengen ca. 168 Mt ROE betragen; Rußland wird eventuell 66 Mt ROE liefern, Norwegen 57 Mt ROE und Algerien 40 Mt ROE.

Bis dahin könnte die Importabhängigkeit der EG auf fast 60 % ansteigen; Finnland, Griechenland, Portugal und Spanien könnten vollkommen und Frankreich, Deutschland, Italien, Österreich und Belgien sehr stark von externen Lieferungen abhängig werden. Es ist nicht auszuschließen, daß zu diesem Zeitpunkt die "UK-Continent Interconnector"-Verbindung bereits für Importe in das Vereinigte Königreich benutzt wird. Irland und Schweden haben praktisch noch keine Lieferverträge zur Deckung des vorausgeschätzten Bedarfs, und in Griechenland besteht eine Deckungslücke von 50 %. Im Falle Portugals muß noch ein Drittel des Bedarfs vertraglich gesichert werden, und in Italien, Deutschland und dem Vereinigten Königreich könnte der Bedarf die vertraglich gesicherten Lieferungen und die einheimische Produktion um etwa 10-20 % übertreffen. Für die gesamte EG werden bis zu 20 % des erwarteten Bedarfs

durch neue Lieferverträge entweder mit den herkömmlichen oder mit neuen Lieferanten gedeckt werden müssen.

NACH 2010

Allen Mitgliedstaaten der EG werden bei den derzeitig vertraglich geregelten Lieferungen größere oder kleinere Versorgungslücken bevorstehen. Für die gesamte EG könnte die sinkende inländische Förderung, gekoppelt mit einem erwarteten starken Anstieg des Verbrauchs, zu einer 75 %-igen Importabhängigkeit der EG im Jahre 2020 führen. Die neuen Lieferverträge, die zur Deckung des Bedarfs des Jahres 2020 benötigt werden, könnten durchaus ein Volumen erreichen, das den gesamten derzeitigen Erdgasverbrauch der EG übertrifft.

DIE EXTERNE DIMENSION

Beziehungen zu externen Lieferanten

Die voraussichtlichen Reserven der drei Hauptlieferanten der EG (Rußland, Norwegen und Algerien) reichen aus, um einen Großteil, wenn nicht sogar den gesamten obengenannten Zusatzbedarf, zu decken. Darüber hinaus werden früher oder später weitere Lieferanten auf dem EG-Markt erscheinen. Es sind bereits kleinere Flüssiggasmengen aus weit entfernten Ländern, z.B. aus den Golfstaaten und Australien, importiert worden. Bis zum Jahr 2010 könnte bereits Nigeria kleinere Flüssiggaslieferungen an Italien und Spanien vornehmen. Ferner bestehen Pipeline- und Flüssiggasprojekte, die eventuell langfristig den Transport von Erdgas aus dem Nahen Osten, Zentralasien und sogar aus Mittelamerika und Lateinamerika nach Europa realisieren sollen. Es stehen dem europäischen Markt im Rahmen dieser diversen neuen Projekte schätzungsweise etwa 200 Mt/J ROE zur Verfügung.

In allen Fällen wird in Zukunft immer mehr Erdgas über größere Entfernungen zu den EG-Märkten befördert werden müssen. Hohe Investitionen - in der Größenordnung von mehreren Milliarden ECU - werden notwendig sein, um Produktionseinrichtungen und die benötigte Pipeline- und/oder Flüssiggasinfrastruktur aufzubauen. Bei größer werdenden Entfernungen steigen auch die Kosten, und die mit dem Transit über Staatsgrenzen verbundenen Risiken für die Versorgungssicherheit nehmen zu. Diese Faktoren könnten letztendlich zur Erhöhung der Gaspreise führen, was wiederum auf lange Sicht den Gasverbrauch beeinflussen könnte.

Auf jeden Fall wird die Importabhängigkeit der EG erheblich zunehmen, wodurch ein immer größer werdender Anteil der gesamten Gasversorgung der EG

von Nicht-EG-Staaten abhängen wird. Norwegen, Mitglied des EWR und der OECD, wird noch über viele Jahre ein Hauptlieferant der EG bleiben. Es ist wichtig, enge Verbindungen und freundschaftliche Beziehungen zu den größten Nicht-OECD-Lieferländern Rußland und Algerien sowie zu neuen Lieferanten zu fördern. Auch die verbrauchernähere ("downstream") Integration externer Lieferanten in die Erdgasmärkte der EG kann zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen.

Der Vertrag über die Europäische Energiecharta liefert einen bedeutenden Rahmen für die Förderung des Energiehandels und der Zusammenarbeit zwischen erdgasproduzierenden Unterzeichnerstaaten, zum Beispiel Rußland, den neuen unabhängigen Staaten Zentralasiens und selbstverständlich auch Norwegen. Die im Vertrag enthaltenen Klauseln über den Transit sind im Hinblick auf die wachsende Abhängigkeit der EG von Gasimporten besonders wichtig. Die Versorgungssicherheit ließe sich durch einen der Energiecharta ähnelnden Rahmen, der nach Süden ausgerichtet wäre, bzw. eine Initiative der Energiechartakonferenz zur Erweiterung des Geltungsbereichs verbessern. Die bevorstehende Europa-Mittelmeer-Konferenz ist eine passende Gelegenheit, diese Entwicklung einen Schritt voranzutreiben. Darüber hinaus stellt der laufende Dialog zwischen Verbrauchern und Lieferanten einen zusätzlichen Rahmen dar, innerhalb dessen die Stabilität gefördert wird und enge Beziehungen geknüpft werden können.

Der Weg zur langfristigen Versorgungssicherheit führt über die Diversifizierung der Bezugsquellen und der Lieferwege, gekoppelt mit einer Außenpolitik, die enge Beziehungen und eine gegenseitige Abhängigkeit zwischen der EG und externen Lieferstaaten fördert. Die zunehmende Importabhängigkeit der EG und ihr strategisches Bedürfnis nach engen Beziehungen zu einigen entscheidenden externen Lieferanten sollten die Außenpolitik und Außenhandelspolitik der EG in bezug auf jene Lieferstaaten motivieren, wobei auch technische Unterstützungsprogramme erwogen werden müssen. Diese Programme beinhalten schon EG-Projekte zur Überholung der Gasproduktion, z.B., Projekte eingesetzt unter dem TACIS-Programm für die Neuen Unabhängigen Staaten, wie auch die Förderung der Energieeffizienz.

MITTEL- UND OSTEUPÄISCHE LÄNDER (MOEL) (SIEHE AUCH: TABELLE 2C)

Innerhalb der in diesem Bericht betrachteten Zeiträume könnten möglicherweise viele Staaten in Mittel- und Osteuropa der EG beitreten. Sieht man von den großen internationalen Transit-Pipelines ab, läßt sich absehen,

daß die MOEL in den nächsten 15 Jahren mindestens drei Milliarden ECU an Investitionsmitteln für Transport- und Lagerprojekte sowie ungefähr 100 Millionen ECU für die mit diesen Projekten verbundene technische Unterstützung benötigen werden. Darüber hinaus bleiben diese Staaten sehr stark von Erdgasimporten aus Rußland abhängig, insbesondere weil die einheimische Gasförderung in der Region, mengenmäßig betrachtet, zurückgehen wird - was die Frage der Versorgungssicherheit wiederum hochaktuell erscheinen läßt. Die MOEL werden sich immer mehr dem Westen und der EG zuwenden, um Hilfe bei der Lösung ihrer Probleme zu bekommen - in Form eines ausgeweiteten Erdgashandels, von Integration und Kooperation, sowie als wirtschaftliche Hilfe. Die MOEL haben auf den Haupttransitstrecken, die die Gaslagerstätten des Ostens mit den EG-Märkten verbinden, eine strategische Lage, die man nicht übersehen darf.

Tabelle 2c - Gasversorgung und Gasbedarf - Mittel- und Osteuropäische Länder¹⁾ - in Mt RoE

	1993	2000 ²⁾	2005 ²⁾	2010 ²⁾
BEDARF	62	67	71	81
FÖRDERUNG	28	22	18	16
IMPORT-BEDARF	34	45	53	65
VERFÜGBAR ³⁾	41	41	41	41
Gesamt-Versorgungslücke		4	12	25

Quelle: EG-Kommission

1) Dazu gehören Albanien, Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien, die Slowakei, Slowenien, die Tschechische Republik und Ungarn.

2) Ein Mittelwert zwischen den Bestfall- und Schlimmstfall-Szenarien.

3) (unter Annahme einer langfristigen Verpflichtung zur Lieferung von 41 Mt ROE/a Erdgas aus den GUS-Staaten über die bestehende Infrastruktur).

MARKTENTWICKLUNGEN UND DEREN BEDEUTUNG FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT

In diesem Kapitel werden einige der aktuellen Marktentwicklungen betrachtet, die eventuell die Versorgungssicherheit beeinflussen könnten.

ENTWICKLUNG AUF DEM GEBIET DER ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG

Den meisten Hochrechnungen zufolge wird der Elektrizitätsversorgungssektor mehr als 50 % des Anstiegs des Erdgasverbrauchs bis zum Jahre 2010 verursachen. Es ist deshalb sinnvoll, diese Entwicklung etwas näher zu untersuchen.

Eine Richtlinie der EG, die den Einsatz von Erdgas zur Elektrizitätsversorgung zugunsten der Nutzung in Privathaushalten und in der Industrie verboten hatte, wurde 1991 aufgehoben. In den vergangenen Jahren hat die Nutzung von Erdgas zur Elektrizitätserzeugung wegen der wirtschaftlichen und umweltrelevanten Vorteile des Gases zugenommen.

Neue technologische Entwicklungen und die Einführung fortschrittlicher Werkstoffe haben zum Einsatz von Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD-Kraftwerk) zur Elektrizitätserzeugung geführt. Gas- und Dampf-Kraftwerke haben mit über 50 % einen wesentlich höheren Wirkungsgrad als herkömmliche Gasturbinen (ca. 35 %) oder Kohlekraftwerke (ca. 40 %).

Tabelle 3 - Gas in der Elektrizitätserzeugung

	EGR 15
Mt ROE HEUTE Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	39,0 15,3
Mt ROE 2000 Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	83-102 27-32
Mt ROE 2010 Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	150-154 37-38
Mt ROE 2020 Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	161-216 37-43

Quelle: EG-Kommission (2020-Analyse)

Die niedrigeren Kosten für die Errichtung und den Unterhalt von erdgasbetriebenen Kraftwerken bieten weitere Vorteile. Kleine kompakte, vormontierte gasgetriebene Aggregate lassen sich viel schneller errichten als Kohle- oder Kernkraftwerke. Dadurch ist es für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wesentlich einfacher, den Energiebedarf und die Energieversorgung zu überwachen und sie besser, d.h. wirtschaftlicher, aneinander anzupassen.

Darüber hinaus birgt die Elektrizitätserzeugung mit Erdgasfeuerung gegenüber der Verfeuerung anderer fossiler Energieträger auch wichtige umwelttechnische Vorteile, einschließlich niedrigerer CO₂-, SO₂- und NO_x-Emissionen bei vernachlässigbarer Schwebstaub- und Ascheemission. Erdgas ist allerdings selbst ein "Treibhausgas", deshalb muß in allen Phasen -

Förderung, Verteilung und Einsatz - streng darauf geachtet werden, Lecks zu vermeiden.

Aufgrund dieser Vorzüge könnte der Einsatz von Erdgas bei der Elektrizitätserzeugung weiter - von zur Zeit etwa 15 % des aktuellen Gasverbrauchs auf 32 % im Jahr 2010 und vielleicht bis 2020 auf einen noch größeren Anteil ansteigen.

Der steigende Anteil des Erdgases bei der Elektrizitätserzeugung und das Streben nach höherer Wirtschaftlichkeit wird unter Umständen weitere direkte Verbindungen zwischen EVU und Erdgasproduzenten fördern sowie zu neuen Preisberechnungsverfahren führen, bei denen berücksichtigt wird, daß die Kohle der Hauptkonkurrent des Erdgases bei der Elektrizitätserzeugung ist. Mit der Entwicklung der Gasmärkte ergeben sich ohnehin neue Preisstrukturen.

Eine Voraussetzung für Direktkäufe dieser Art ist der Zugang zur Transportinfrastruktur, damit eine zuverlässige Lieferfähigkeit und eine ausreichende, verfügbare freie Kapazität des Transportsystems gewährleistet ist. Einige derartige Direktverträge sind bereits in Kraft, hauptsächlich zwischen norwegischen Gaslieferanten auf der einen Seite und den EVU SEP in den Niederlanden sowie Scottish Power und National Power im Vereinigten Königreich auf der anderen Seite. Außerdem gibt es eine Verbindung dieser Art zwischen dem algerischen Lieferanten Sonatrach und dem italienischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ENEL.

ENTWICKLUNGEN IM GROßINDUSTRIE -BEREICH

Für die energieintensiven industriellen Unternehmen stellen die Kosten des Umweltschutzes einen ständig wachsenden Anteil der Kostenstruktur dar, sie sind deshalb ein wichtiger Faktor in der Bemühung, die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Die Senkung der Umweltkosten durch den Einsatz von Erdgas, ist in Mitgliedstaaten mit strengen Umweltnormen bereits weit verbreitet. Je entwickelter der entsprechende Markt, desto weniger wird die geographische Lage der Großverbraucher die Wahl der Energiequelle einschränken. Es könnten somit auch Vertragsverhältnisse entstehen, die nicht langfristig sind und die zur Flexibilisierung und Diversifizierung des Marktes beitragen. Die Gelegenheit zum Bau von Pipelines und die Vorteile einer größeren Konkurrenz zwischen Lieferanten könnten großen Industrieunternehmen oder Gruppen von Industrieunternehmen die Möglichkeit bieten, sich an Versorgungsprojekten finanziell zu beteiligen, was wiederum zu einer Diversifizierung der Bezugsquellen führen könnte.

DIE VERTIKALE INTEGRATION DES GASVERSORGUNGSWEGS

Externe Lieferanten investieren in immer größerem Maße auf den nachgelagerten Wirtschaftsstufen, in Richtung der Verbrauchermärkte. Solche Investitionen erfolgen mittels Joint-Ventures verschiedener Art, der Beteiligung an den Energietransportunternehmen, Investitionen, Direktverkäufen an Endverbraucher sowie Vereinbarungen über den technischen Wissenstransfer. Die markantesten Beispiele hierfür sind zur Zeit die norwegischen Gaslieferanten und das russische Unternehmen Gazprom.

Die Aktivitäten der norwegischen Gaslieferanten in Richtung Abnehmer ermöglichen es ihnen, neue Exportmengen unterzubringen. Beispiele für solche Maßnahmen sind das Joint-Venture Netra, eine geringfügige Beteiligung an der Energietransportfirma VNG in Deutschland und ein Joint-Venture zur Erdgasvermarktung, der Alliance Gas, in Zusammenarbeit mit der BP im Vereinigten Königreich. Die verstärkte Rolle der norwegischen Lieferanten müßte die Lieferverfügbarkeit des Erdgases auf den europäischen Märkten verbessern, was wiederum eine positive Wirkung auf die Versorgungssicherheit haben wird.

In den letzten Jahren hat sich die Präsenz der Firma Gazprom auf den Märkten West-, Mittel- und Osteuropas verstärkt. Beispiele für solche Joint-Ventures sind Wingas in Deutschland, Prometheus in Griechenland, Gasum in Finnland, das UK-Continent Interconnector Projekt, EuroPolGas in Polen, Panrusgas in Ungarn und Volta in Italien. Die Bildung von Joint-Ventures dieser Art wird durch die in diesen Ländern für externe Lieferanten eingerichteten Möglichkeiten sowie durch die historischen Verbindungen zwischen Gazprom und Osteuropa begünstigt. Gazprom verfügt auch über Anlagen in der Republik Moldau und Weißrußland. Ob Gazprom ihre offensichtlich auf ein verstärktes Engagement in den europäischen Erdgasmärkten ausgerichtete Strategie umsetzen kann, wird von mehreren Faktoren, einschließlich der politischen Entwicklung in Rußland, von künftigen Einnahmen aus Gasverkäufen und der Verfügbarkeit von Investitionsmitteln abhängen.

Sonatrach, die algerische Erdgaslieferfirma, scheint sich zur Zeit mehr auf den Erwerb der zur Weiterentwicklung ihrer Förderung benötigten technologischen und finanziellen Mittel und bislang nicht auf die verbrauchernäheren Investitionen zu konzentrieren.

Obwohl die erzeugernähere ("upstream") Beteiligung der Erdgasunternehmen der EG nicht so verbreitet ist wie diese Downstream-Aktivitäten der Erdgasproduzenten, gibt es Fälle, in denen die Betreiber von

Verteilungsnetzen versuchen, sich Zugang zu Erdgaslagerstätten zu verschaffen. Es gibt auch Anzeichen dafür, daß Ölgesellschaften den Gasprojekten größere Aufmerksamkeit widmen als in der Vergangenheit. Das Inkrafttreten internationaler Energieabkommen, wie z.B. des Übereinkommens über die Energiecharta, und/oder die finanziellen Bedürfnisse externer Lieferanten werden in Zukunft eine solche Entwicklung begünstigen.

Man könnte behaupten, daß die Versorgungssicherheit durch die vertikale Integration, sowohl in Verbraucherrichtung als auch in Erzeugerrichtung, verbessert wird. Die durch Investitionen in beiden Richtungen zu erzielende Wertsteigerung deutet auf eine stärkere Verpflichtung gegenüber dem jeweiligen Markt hin und somit auch zur Versorgung jenes Marktes mit einer geregelten und zuverlässigen Gaszufuhr. Jedoch können die verbrauchernäheren Investitionen externer Lieferanten Risiken mit sich bringen, wenn sie nicht durch das Vorhandensein weiterer Lieferanten ausgeglichen werden.

HORIZONTALE INTEGRATION AUF DEM GASMARKT

Die horizontale Integration auf der Verteilerebene, insbesondere in den kleineren Mitgliedstaaten (Beispiele sind die Niederlande, Dänemark und Belgien), wurde durch die Schaffung des Binnenmarkts ausgelöst. Er zwingt die öffentlichen Versorgungsunternehmen zu wirtschaftlichen Größenordnungen, die durch Zusammenschlüsse oder andere Formen der Zusammenarbeit zu erzielen sind, zur Verbesserung der Leistungsfähigkeit und der Kostenkontrolle durch Zusammenlegung ihrer Dienstleistungen auf dem Erdgas- und Elektrizitätssektor sowie in einigen Fällen auch auf dem Gebiet weiterer öffentlicher Dienste. In anderen Mitgliedstaaten ist eine Entwicklung eingetreten, die auf weniger aber größere, vielseitige und integrierte regionale oder lokale Versorgungsunternehmen abzielt.

Auch wegen der bestehenden Unterschiede in der jeweiligen industriellen und geschäftlichen Kultur der europäischen Elektrizitäts- und Gasversorgungsbranchen entwickeln sich gegenseitige Beteiligungen oder Joint-Ventures, z.B. bei neuen erdgasgespeisten Kraftwerken oder Gasversorgungsleitungen, nur zaghaf. Die Ausweitung der erdgasgespeisten Kraftwerkskapazitäten könnte angesichts der potentiellen gemeinsamen Vorteile und der Risikominderung für beide Branchen mit großer Wahrscheinlichkeit in den nächsten Jahren zu einer Änderung dieser Situation führen. Im Vereinigten Königreich haben zum Beispiel die EVU das

liberalisierte wirtschaftliche Umfeld genutzt, um sich einen direkten Zugriff auf Gaslieferungen aus der Nordsee für die Elektrizitätserzeugung zu sichern, und zwar - um in den Erdgasversorgungsmarkt eintreten zu können - oft in der Form von Konsortien.

PREISBESTIMMUNGSMECANISMEN BEIM ERDGAS

Die vom Endverbraucher zu zahlenden Gaspreise werden auf dem europäischen Festland unter Anwendung zweier Ansätze festgelegt, und zwar entweder nach dem auf Kosten basierenden Verfahren oder nach dem Prinzip der Anlegbarkeit, das die Kopplung der Gaspreise an die Preise anderer, konkurrierender Energiequellen vorsieht.

Bei einigen Gaslieferverträgen im Elektrizitätsversorgungsbereich sind neue Preisberechnungsformeln angewandt worden. Anlegbarkeitsklauseln, angelegt an Kohle, Elektrizität oder die allgemeine Inflationsrate sind als Alternative oder zusätzlich zur ölgebundenen Anlegbarkeit entwickelt worden, und neue Preisfindungskonzepte sind denkbar. Eine Entkoppelung der Gaspreise von den Ölpreisen im Elektrizitätsversorgungsbereich mit seiner derzeitigen Marktstruktur führt nicht unbedingt zu niedrigeren Gaspreisen. Um die größere Instabilität der ölpreisgebundenen Gaspreise zu vermeiden, könnten die EVU geneigt sein, einen Sonderpreis für Erdgas zu zahlen, sofern dieser an einen preisstabileren Brennstoff, z.B. Kohle, gebunden ist. Darüber hinaus wird bei Kohlekraftwerken und GuD-Kraftwerken leichtes Heizöl als Alternativbrennstoff verwendet, was dazu führt, daß in diesen Fällen Gas zu einem höheren Sonderpreis vertrieben wird. Diese Entwicklungen könnten die Realisierung neuer Gasversorgungsprojekte erleichtern.

Im Vereinigten Königreich sind die Gaspreise nicht an andere Preise gekoppelt, sie werden durch den Markt, d.h. das Gasangebot und die Gasnachfrage gewerblicher und industrieller Verbraucher sowie der EVU bestimmt. Der Wettbewerb der Lieferanten bestimmt den Gaspreis, wobei die Verbraucher zwischen vielen verschiedenen konkurrierenden Lieferanten die Wahl haben. Zusätzlich zur Ölpreiskoppelung gibt es nun auch andere Indizierungsverfahren. Spotmarkt-Verträge sind schon abgeschlossen worden, und es scheint eigentlich nur eine Frage der Zeit zu sein, bis Spotmarktpreise auch Bezugsgröße für längerfristige Gaslieferverträge sind.

DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT AUF EG-EBENE

EINFÜHRUNG

Die Gasversorgungssicherheit kann definiert werden als die Fähigkeit eines Gasversorgungssystems, den Verbrauchern eine kontinuierliche und zuverlässige Gasversorgung zu wirtschaftlichen Bedingungen zu gewährleisten und Lieferunterbrechungen, ob technischer, wirtschaftlicher oder politischer Natur, bewältigen zu können.

Trotz seiner Vorzüge als Brennstoff hätte das Gas nicht eine so große Bedeutung auf dem Energiemarkt erreicht, wenn die Kunden sich nicht auf die Deckung ihres Energiebedarfs durch das Gas verlassen könnten. Eine erwiesene Versorgungssicherheit war der Garant für das Wachstum der Branche, so daß sie in einigen europäischen Staaten ihre derzeitige Stellung erreichen konnte. Diese Versorgungssicherheit wird auch die Entwicklung der Märkte in anderen EG-Staaten fördern.

Im Laufe der Jahre haben die Unternehmen Maßnahmenkataloge entwickelt, die sowohl ihren langfristigen wie auch den kurzfristigen geschäftlichen Interessen angepaßt sind. Versorgungssicherheit hat ihren Preis. Die Gasversorgungsindustrie ist herausgefordert, eine optimale Ausgewogenheit zwischen risikomindernden Maßnahmen und dem am Markt erzielbaren Preis zu erreichen. Zu den langfristig wirksamen Maßnahmen gehören eine vorausschauende Markt- und Liefermengenplanung, Diversifizierung der Quellen, Bevorratung und Verträge mit Verbrauchern, deren Versorgung unterbrochen werden kann⁶ Auch der Abschluß von Lieferverträgen und die Durchführung größerer Bauprojekte mit langen Vorlaufzeiten gehören zu den normalen unternehmerischen Tätigkeiten zur Sicherung der Versorgung. Zur kurzfristigeren Sicherung der Versorgung dienen eine effiziente Verwaltung der Beförderungs- und Verteilungsnetze sowie geeignete betriebliche Entscheidungen, die eine Anpassung an Änderungen im Verbrauchsverhalten erleichtern. Entscheidungen, die zur Sicherung der Kundenversorgung beitragen, gehören sowohl zur

⁶ Erdgasfirmen beliefern einige ihre größten Kunden auf der Basis von Verträgen mit Unterbrechungsklauseln, die es ihnen ermöglichen, zu Spitzenlastzeiten den Verbrauch zu drosseln. Bei diesen unterbrechbaren Verbrauchern handelt es sich im allgemeinen um Industriezweige und Kraftwerke, die als Gegenleistung für einen niedrigeren Gaspreis Ersatzenergiequellen und -einrichtungen bereithalten, mit denen die jeweiligen Unterbrechungen der Gasversorgung überbrückt werden können.

täglichen Betriebsführung als auch zur langfristigen Strategie.

Die Integration der Erdgasmärkte und der zunehmende Verbund in Europa haben zu einem Erdgasmarkt geführt, der über den einzelstaatlichen Rahmen hinausgeht. In ihrem Grünbuch stellt die Kommission fest, daß der zunehmende Verbund des europäischen Gasverteilungsnetzes, die diversifizierte Gasinfrastruktur und die unterschiedlichen Bezugsquellen der Mitgliedstaaten die Ausnutzung der gemeinschaftlichen EG-Dimension zur Verbesserung der Versorgungssicherheit geradezu bedingt. Im Grünbuch wird weiterhin erläutert, daß für die kurzfristige Gasversorgungssicherheit eine sorgfältige und detaillierte Untersuchung der möglichen Maßnahmen zur Bewältigung einer Gasversorgungskrise notwendig ist. Dieses Kapitel ist der erste Versuch einer solchen Erörterung, in der die Versorgungssicherheit aus der Sicht des EG-Binnenmarktes analysiert wird.

KURZFRISTIGE ASPEKTE DER VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DER EG

Sehr unterschiedliche Situationen

In bezug auf die Anteile der inländischen Erdgasförderung, Importdiversifizierung, den Grad der Integration in das europäische Erdgasverteilungsnetz, Speicherkapazitäten, Marktaufteilung, Anteil der unterbrechungsfähigen Lieferungen usw. ist die Situation in den jeweiligen Einzelstaaten sehr unterschiedlich. Innerhalb der EG gibt es infolge dieser stark unterschiedlichen Bedarfs- und Verfügbarkeits-situationen auch starke Unterschiede bei den Maßnahmen, die auf einzelstaatlicher Ebene zur Sicherung der Gasversorgung durchgeführt werden. Infolgedessen ist es in allen Mitgliedstaaten der EG möglich, kurzfristige Versorgungsmängel zu vermeiden bzw. auf die eine oder andere Weise zu bewältigen. Aus den gesammelten Informationen sowie aus Gesprächen mit der Erdgasindustrie geht hervor, daß die gegenwärtigen Betriebspraktiken, die vertraglichen Einrichtungen und Verteilungsinfrastruktur zumindest qualitativ in der Lage sind, in naher Zukunft einen größeren Versorgungsmangel aus einer der Bezugsquellen zu bewältigen - zumindest auf den weiter entwickelten Erdgasmärkten Europas. Mit der Zeit wird dies auch für die neueren Märkte gelten, in denen ähnliche Infrastrukturen und Geschäftspraktiken gerade im Entstehen begriffen sind.

Die den einzelnen Staaten zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung sind sehr unterschiedlich, wie aus der Tabelle 4.

Krisensimulation

Im Falle eines schwerwiegenden Liefermangels kann man mehrere Maßnahmen kombinieren, um die Auswirkungen auf die Endverbraucher zu minimieren. Zu diesen Maßnahmen gehören u.a.: die Anwendung von Lieferverträgen mit Unterbrechungsklauseln, eine flexible Versorgung sowohl aus einheimischer Förderung als auch aus Importen, unterirdische Speicher sowie die gegenseitige Unterstützung und Zusammenarbeit benachbarter Erdgasversorgungsunternehmen. In einer von den Dienststellen der Kommission durchgeführten Studie, bei der die Erdgasindustrie zu Rate gezogen wurde, wird die Wirkung dieser einzelnen Sicherungsmaßnahmen auf die allgemeine Versorgungssicherheit der gesamten EG untersucht. Bei der Beurteilung der EG-Dimension wurde davon ausgegangen, daß die gesamte grenzüberschreitende Zusammenarbeit der miteinander verbundenen Erdgasindustrien vollständig ausgeschöpft wird. Die Verbrauchs- und Angebotssituation des ersten Quartals 1994 wurde als Grundlage genommen, da dieses das letzte Jahr war, für welches detaillierte Informationen vorlagen. Dieser Zeitraum umfaßt nicht unbedingt die schlimmsten Wetterbedingungen, so daß die Ergebnisse nur als Indikatoren betrachtet werden sollten.

Das Risiko eines Lieferdefizits aus Norwegen, eines EEA- oder OECD-Mitglieds wurde nicht untersucht.

Die Ergebnisse der Überlegungen sind nachfolgend - nach der Ursache eines eventuellen Lieferdefizits gegliedert - aufgeführt:

Lieferdefizit aus der ehemaligen Sowjetunion

Die Anwendung der entsprechenden Sicherungsmaßnahmen (unterbrechbare Lieferungen und Produktionsflexibilität) nur in den durch das Lieferdefizit unmittelbar in Mitleidenschaft gezogenen Ländern hat einen Effekt gleich minus 29 % der EG-Gasimporte aus der ehemaligen SU.

Eine Kooperation und eine gemeinsame, gemeinschaftsweite Anwendung der gleichen Sicherungsmaßnahmen unter Ausnutzung der EG-Dimension erhöht diese Zahl auf 36 % der EG-Einfuhren an diesem Liefergebiet. Die EG-Maßnahmen entsprechen in diesem Falle 283 Import-Tagen⁷

Versorgungsmangel aus Algerien

Unter den gleichen Voraussetzungen beträgt der Effekt der Sicherungsmaßnahmen minus 26 % der EG-

⁷ Import-Ausgleichstage werden durch Teilung der geschätzten strategischen Speicherkapazität durch die aus dem entsprechenden Lieferland nach Anwendung der Sicherungsmaßnahmen benötigten täglichen Importmenge errechnet.

Gasimporte aus Algerien bei Anwendung nur durch die direkt betroffenen Länder, aber minus 56 % bei Ausnutzung der EG-Dimension. Die entsprechende Vorratsdeckung der EG für Gas aus Algerien entspricht 625 Importtagen.

Versorgungsmangel aus allen nicht zur OECD gehörenden Lieferländern

Die Kooperation auf der Ebene der gesamten EG würde den Bedarf der EG an Gas aus allen Nicht-OECD-Ländern um 21 % verringern; die Vorratsdeckung der EG für Gas aus diesen Staaten entspricht 136 Import-Tagen.

Aus dieser Analyse lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

Die Unterbrechung von Lieferungen aus einem der wichtigen, nicht zur OECD gehörenden Lieferländer wird effektiver bewältigt, wenn auf europäischer Ebene zusammengearbeitet wird, um der Versorgungslücke zu begegnen. Die Ausschöpfung der EG-Dimension erhöht die Versorgungssicherheit.

Die Gasversorgungsunternehmen in der EG arbeiten bereits im Rahmen von grenzüberschreitenden Absicherungsabkommen zusammen. Über diese Zusammenarbeit stehen jedoch nur wenige Daten zur Verfügung, und es läßt sich nicht feststellen, ob die Unternehmen im Falle einer Krise, die mehrere Mitgliedstaaten trifft, die EG-Dimension vollständig ausschöpfen würden.

Die Elemente einer solchen EG-weiten Zusammenarbeit umfassen Maßnahmen wie z.B. die Verbrauchsreduzierung durch Anwendung von Verträgen mit Unterbreckungsklauseln; die flexible Produktion im Hinblick sowohl auf die einheimische Förderung als auch auf Importe aus anderen erdgasfördernden EG-Staaten; den Handel mit Gasmengen, die durch die im Vergleich zu den Einzelstaaten größere Importvielfalt zur Verfügung stehen würden; die Nutzung aller auf EG-Ebene verfügbarer Speicherkapazitäten.

Für die vollständige Ausschöpfung aller obengenannten Maßnahmen ist der vollständige Verbund des Transportleitungssystems der EG intern und mit den verschiedenen Versorgungsquellen entscheidend. Der Interconnector würde beispielsweise in dem betrachteten Zeitraum im Falle eines Lieferausfalls aus der ehemaligen SU für einen Teil der Gasmenge einspringen; die Einführen aus der ehemaligen SU könnten um die Hälfte verringert und die Versorgung der EG aus Vorräten um weitere sechs Monate verlängert werden.

Die obengenannten Maßnahmen zur bestmöglichen Ausschöpfung der EG-Dimension würden im normalen betrieblichen und wirtschaftlichen Umfeld der Erdgasindustrie ergriffen werden. Obwohl höhere Preise sogar in einer Krisensituation zu einer Bereinigung der Märkte führen, könnte dies jedoch zu politischen Spannungen führen. Es sollten auf EG-Ebene mögliche Leitlinien für den Krisenfall zur geregelten Lösung derartiger Probleme erörtert werden.

LANGFRISTIGE AUSSICHTEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DER EG

Die zu einer bestimmten Zeit verfügbaren Liefermengen sind abhängig von der Lieferfähigkeit aller der EG zur Verfügung stehenden Quellen. Die der EG zur Verfügung stehenden tatsächlich nachgewiesenen Erdgasvorräte aus eigener und norwegischer Förderung bieten eine gewisse Sicherheit, jedoch ist der Nachweis des Vorhandenseins der Vorräte noch kein Maß für die aktuelle Lieferfähigkeit. Die kurzfristige Versorgungssicherheit hängt von der Lieferfähigkeit und der Kapazität der vorhandenen Pipelines und Speichereinrichtungen ab. Eine Versorgungssicherheit auf längere Sicht ist eher abhängig von vermarktbar nachgewiesenen Vorräten und langfristig geplanten Ausweitungen der Pipeline- und Speicherkapazitäten.

Um in einem expandierenden Markt die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, müssen strategische Entscheidungen über die Erschließung neuer Gasquellen und die Verbesserung der Pipeline- und Speichereinfrastuktur schon Jahre im voraus getroffen werden. Eigentlich sind die kurz- und langfristigen Perspektiven in bezug auf die Sicherheit der Erdgasversorgung miteinander verknüpft.

Die folgende Analyse untersucht die Bedeutung folgender Tatsachen und Maßnahmen in bezug auf die Versorgungssicherheit: weitere Querverbindungen innerhalb des europäischen Verteilungsnetzes, alternative Lieferquellen, die Notwendigkeit und Möglichkeiten eines Lastenausgleichs in bezug auf Speicherung, sowie das Marktpotential für unterbreckungsfähige Verbraucher. Die von den Mitgliedstaaten zur Verfügung gestellten Informationen über Gasverteilungs- und Speichereinfrastrukturen gemäß der Richtlinie des Rates 1056/72⁸ bildet den Ausgangspunkt für eine solche Analyse.

⁸ ABJ. Nr L 120 vom 25.5.72, S. 7.

Möglichkeiten zur Integration von Versorgungsnetzen
Zusätzliche Querverbindungen zwischen einzelnen europäischen Gasverteilungsnetzen sowie alternative Verbindungsleitungen zu den Lieferquellen werden die Lieferfähigkeit der Transportnetze verbessern und die Vielfalt der Bezugsquellen erhöhen. Eine weitere Integration des europäischen Netzes wird wichtige Elemente der Versorgungssicherheit verbessern - nämlich die Fähigkeit des Marktes steigern, Unterbrechungen zu bewältigen, Speicherkapazitäten vergrößern, den Zugang zu entfernten Lieferquellen wirtschaftlicher gestalten und die Flexibilität bei Verhandlungen mit den Produzenten eventuell erhöhen (eine Karte des bestehenden Netzes und der Pipeline-Projekte ist zu finden).

Es gibt einige entscheidende Querverbindungen, die für eine verbesserte Versorgungssicherheit unentbehrlich sind. Ungefähr 80 % der europäischen Erdgasvorräte befinden sich unter der Nordsee und den Niederlanden. Deshalb ist die Fähigkeit, Gas aus diesen Vorräten zu verteilen, eine Schlüsselfrage. Die beiden wichtigsten Elemente dieser Verteilung sind die Förderkapazität und die Leitungskapazität.

In bezug auf die geographische Verbreitung der weltweiten Vorräte ist die EG in einer günstigen Lage: 70 % aller bekannten Erdgasvorräte befinden sich nicht weiter als 4000 bis 5000 km von der Mitte Europas entfernt. Zusätzlich zu den drei größten Lieferanten kommen nun auch weitere Lieferanten aus dem Nahen Osten, Lateinamerika, Afrika und Zentralasien auf den Markt.

Die in Anhang I wiedergegebene Analyse unterstreicht die Bedeutung von Querverbindungen, die die Transportkapazitäten für Erdgas aus der Nordsee und den Niederlanden erhöhen - die man für den Fall eines Versorgungsmangels aus Rußland, Algerien bzw. aus beiden Ländern gleichzeitig als die zuverlässigsten Quellen einschätzt. In dieser Analyse werden auch die bedeutendsten neuen Versorgungsprojekte erörtert.

Anreize für die Erdgasproduzenten und die Versorgungssicherheit

Eine ausreichende Transportkapazität ist nur sinnvoll, wenn es ein ausreichendes Förderpotential gibt. Die im Fördergebiet der Nordsee nachgewiesenen Vorräte scheinen mehr als ausreichend zu sein, um eventuelle Lieferengpässe für erhebliche Zeitspannen bewältigen zu können. Nur bedeutet das Vorhandensein nachgewiesener Vorräte nicht unbedingt, daß das Gas lieferbar ist - dazu müßten die Vorräte "erschlossen" sein und die Förderkapazitäten bereitstehen.

Die Lieferbarkeit des Gases aus der Nordsee ist in den letzten Jahren erhöht worden. Besonders die Leistung der Offshore-Fördereinrichtungen des Vereinigten Königreichs ist sehr schnell gestiegen. Norwegen wird demnächst die riesige Troll-Plattform in Betrieb nehmen, wodurch die Lieferfähigkeit Norwegens erheblich gesteigert wird.

Dennoch beeinträchtigen einige Grundsätze der Explorations- und Förderpolitik die Entstehung neuer Anreize für Produzenten. Beispiele für politische Regelungen, die die allgemeine Lieferfähigkeit von Erdgas beeinträchtigen könnten, sind: Gesetze, die eine staatliche Beteiligung bei der Exploration und Förderung vorschreiben; die zwingende Beförderung des Gases von Offshore-Quellen in das eigene Staatsgebiet, die Bevorzugung des nationalen Gasversorgungsunternehmens bei der Vergabe von Transportrechten sowie die Vergabe von Exklusivrechten für ein bestimmtes Erdgasvorkommen.

Die EG-Richtlinie über die Exploration und Förderung (94/22/EG)⁹ und das Inkrafttreten der Übereinkunft über die Europäische Energiecharta werden dazu beitragen, den Produzenten größere Möglichkeiten zur Exploration und Förderung innerhalb Westeuropas einzuräumen.

Speicherung und unterbrechungsfähige Verbraucher (siehe Tabelle 4)

Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Versorgungssicherheit ist eine Lieferflexibilität ("Swing Deliverability"), die hauptsächlich durch Speichermöglichkeiten und Unterbrechungsfähigkeit von Verbrauchern zu erzielen ist. Diese beim Verkauf und der Verteilung von Erdgas miteinander verknüpften Instrumente werden eingesetzt, um Differenzen zwischen den Produktions- und Verbrauchsmengen auszugleichen.

⁹ Richtlinie 94/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rats vom 30. Mai 1994 über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlewasserstoffen (ABL Nr. L 164).

Tabelle 4 - Unterschiede der Versorgungslagen und der zur Versorgungssicherung angewandten Maßnahmen in den Mitgliedstaaten der EG

	Österreich	Belgien	Deutschland	Dänemark	Spanien	Frankreich	Ver.Königreich
Erdgasverkäufe in Mt ROE	4,9	9,5	61,2	2,7	6,2	29,2	60
Erdgasanteil am PEB(%) ¹⁾	19,1	19,2	18	12,9	6,6	13	26,7
Inländische Förderung(%) ²⁾	20	0,0	22,9	100,0	3,2	9,2	96,5
Netto-Abhängigkeit von Nicht-EG-Importen (%) ²⁾	80	56,8	57,7	0,0	96,7	80	4
Anzahl der Lieferländer, inklusive Eigenförderung	4	3	5	1	5	5	2
Anz. der grenz-/küstenüberschreitenden Anlieferstellen	3	6	etwa 15	1	4	5	5
Anteil (%) des zur Verstromung verkauften Erdgases	33,4	26,7	21,2	6,4	7	2,9	7,3
Anteil der unterbrechbaren Lieferungen, 1993 (%)	keine Angaben	27%	keine Angaben	Industrie 25% Alle Kraftwerke	17%	Industrie 20%	16%
Besteht ausdrückliche Versorgungssicherheitspolitik?	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Anz. Speichereinrichtungen	6	3	33	2	1	15	7
Maximale Betriebskapazität, Mio. m ³	2 500	527	10 314	440	460	10 300	3 566
Maximale Entnahmekapazität Mio. m ³ /Tag	23,3	ca. 19	262	18	3,6	170	141,8
Verhältnis Speicherkapazität zum Verbrauch von 1993 (%)	33,8	4,7	14,4	15,3	5,1	28,1	5,6
Erweiterung der Speicherkapazität geplant ³⁾	ja	1 100	19 000	1 200	4 500	14 000	ja, abhängig von Marktlage
Sicherungs Kooperation mit anderen Unternehmen?	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Spezielle Einrichtungen	Große Speicherkapazitäten in erschöpften Lagerstätten	Gasnetz zunehmend dichter vernetzt	Gut integriert. Ausgeglichene Versorgung	Autark, Speicherung	Speicherkapazität wird ausgebaut	Große Speicherkapazitäten in wasserhaltige Schichtenn	Gut integriert. Über 50 Felder

	Italien	Irland	Niederlande	Schweden	Finnland	Mittelw./Summe
Erdgasverkäufe in Mt ROE	40,7	2,2	32,6	1,3	3,3	253,8
Erdgasanteil am PEB(%) ¹⁾	27,6	21,6	49	2,5	10,3	20,5
Inländische Förderung(%) ²⁾	40,3	100,0	100,0	0,0	0,0	62
Netto-Abhängigkeit von Nicht-EG-Importen (%) ²⁾	50	0,0	0,0	0,0	100,0	39,4
Anzahl der Lieferländer, inklusive Eigenförderung	4	1	3	1	1	14
Anz. der grenz-/küstenüberschreitenden Anlieferstellen	viele	2	5	1	1	viele
Anteil (%) des zur Verstromung verkauften Erdgases	20,3	45	26	16,8	51,2	15,3
Anteil der unterbrechbaren Lieferungen, 1993 (%)	Industrie 25% Einige Kraftwerke	keine Angaben	Einige Kraftwerke	10-20%	90%+	k.A.
Besteht ausdrückliche Versorgungssicherheitspolitik?	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Anz. Speichereinrichtungen	8	0	1 (LNG)	0	0	77
Maximale Betriebskapazität, Mio. m ³	14 000	0	ca. 75	0	0	42 200
Maximale Entnahmekapazität Mio. m ³ /Tag	ca. 250	0	ca. 31	0	0	ca. 920
Verhältnis Speicherkapazität zum Verbrauch von 1993 (%)	28,0	0,0	0,2	0,0	0,0	13,9
Erweiterung der Speicherkapazität geplant ³⁾	21 000	wird untersucht	7 000	FuE - beschicht. Felshöhlen	ist untersucht worden	73 900
Sicherungs Kooperation mit anderen Unternehmen?	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Spezielle Einrichtungen	Große Speicherkapazitäten in erschöpften Lagerstätten	Mit dem System des Vereinigten Königreich verbunden	Mehr als 130 Felder + Groningen	Kleiner Markt mit Sicherung durch altern. Feuerung	Wenige, aber große Abnehmer. SEG-Anlagen	

1) PEB : Primärenergiebedarf - 2) In % der zur Verfügung stehenden Gasmenge - 3) Das in dieser Zeile enthaltene künftige Speichervolumen ist die für verschiedene Zeiten zwischen 200-2015 erwartete betriebsfähige Speicherkapazität

Quellen: Eurostat und Eurogas

Die Entwicklung von Speicherkapazitäten in Westeuropa hat im wesentlichen mit der Entwicklung der Gasmärkte in den einzelnen Staaten Schritt gehalten. Länder mit eigenen Quellen haben hier einen anderen Ansatz als stark importabhängige Staaten, da erstere sich auf die Förderflexibilität ihrer eigenen Erdgasfelder verlassen können.

Die Mitgliedstaaten der EG greifen sehr stark auf die Speicherung zurück, um die winterlichen Spitzenlasten zu decken. Jedoch ist die Speicherkapazität an sich nicht unbedingt ein Hinweis darauf, welche Staaten am empfindlichsten getroffen werden könnten. Wie in den vorangehenden Abschnitten erläutert wurde, haben die Mitgliedstaaten unterschiedliche Ansätze zur Sicherung der Erdgasversorgung.

Historisch betrachtet haben Europas eigene große Erdgasfelder sowohl kurzfristig als auch langfristig für Versorgungssicherheit gesorgt. Auf längere Sicht wird dieses Sicherheitspolster aufgrund sinkender Vorräte in diesen Feldern allmählich dünner werden.

Im Zeitraum 2000-2015 werden die Pläne der Gasindustrie für künftige Speichereinrichtungen fast zu einer Verdoppelung der gegenwärtig in der EG vorhandenen Speicherkapazität führen. Obwohl diese Speichererweiterung den erwarteten Zuwachs des Gasverbrauchs übertrifft, wird dennoch das Verhältnis des Speichervolumens zum durch Importe gedeckten Verbrauch im Jahr 2010 niedriger sein, als das heutzutage der Fall ist.

Speicherbauprojekte sind langfristige Projekte, und es muß deshalb eine Kosten-Nutzen-Analyse darüber angestellt werden, wie größere Speicherkapazitäten als Ausgleich für steigenden Bedarf, für abnehmende Flexibilität der EG-Eigenproduktion und für steigende Abhängigkeit von externen Quellen geschaffen werden können. Dies trifft besonders auf die Staaten mit weniger entwickelten Gasmärkten zu.

Wie die Speicherung hat auch die **Unterbrechungsfähigkeit** eine Schlüsselrolle bei der Lieferflexibilität, und somit spielen auch die Kunden, die eine zeitweise Unterbrechung ihrer Versorgung zulassen, eine entscheidende Rolle bei der Sicherung der Erdgasversorgung.

Die meisten europäischen Gasversorgungsunternehmen haben in der Industrie und im Elektrizitätsversorgungsbereich einen beträchtlichen Kundenstamm, dessen Versorgung sie unterbrechen dürfen. Die entsprechenden Verträge mit Unterbrechungsklauseln sehen typischerweise Unterbrechungszeiten von zwischen einer Woche bis

hin zu drei Monaten oder sogar einer gesamten Heizperiode vor.

Die Gasversorgungsunternehmen sind bestrebt, großen industriellen Verbrauchern eine sehr hohe Dienstleistungs-Qualität zu bieten, um sie davon abzuhalten, auf Heizöl umzustellen. In den verschiedenen Mitgliedstaaten gibt es unterschiedliche Arten von Verträgen mit Unterbrechungsklauseln, und auch die Anwendung solcher Verträge scheint sehr unterschiedlich zu sein. Je nach Staat würden verschiedene Industriebranchen betroffen sein, und deshalb müßten die Unterbrechungsprioritäten analysiert werden. Um das wirkliche Ausmaß der unterbrechbaren Abnahmemengen und die entsprechende Auswirkung auf die Versorgungssicherheit im Falle einer größeren Krise festzustellen, müßten die tatsächlich bestehenden unterbrechbaren Verbrauchsmengen in den Mitgliedstaaten untersucht werden.

Gegenseitige Unterstützung der Gas- und Elektrizitäts-versorgungssysteme

Die Nutzung des Erdgases zur Elektrizitätserzeugung könnte in der Zukunft eine Rolle bei der Erhöhung der Versorgungssicherheit in der EG spielen. Wenn zum Beispiel ein größerer Teil der Kraftwerke langfristig für die Verwendung zweier Kraftstoffarten ausgerüstet wäre, so daß ein großer Teil der gasverbrauchenden EVU einen Teil des Winters ohne Gas auskommen könnte, so wäre dies von großer Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Der vorausgesagte Zuwachs des Anteils der GuD-Kraftwerke an der Elektrizitätserzeugung wird jedoch diese Flexibilität vielleicht mindern, da die GuD-Kraftwerke das teurere Gasöl als Alternativkraftstoff verwenden.

Die Kraftwerksleistung der EVU umfaßt normalerweise eine Sicherheitsreserve, die für eine zuverlässige Versorgung nötig ist. Diese überschüssige Kraftwerksleistung ermöglicht eine Flexibilität bei der Wahl der einzelnen Kraftwerkseinheiten. Deshalb ist es möglich, die Last auf erdgasbeheizten Kraftwerkseinheiten zu verringern und sie auf Kraftwerke mit anderen Feuerungsarten zu übertragen, wenn die Verfügbarkeit des Erdgases in einem bestimmten Gebiet beeinträchtigt ist. Damit wird die Gasknappheit bewältigt bzw. das Gas anderen Endverbrauchern zur Verfügung gestellt, die es nicht zur Elektrizitätserzeugung benutzen. Somit bestehen in den einzelnen Elektrizitätsnetzen bedeutende Ersatzmöglichkeiten.

Eine weitere Überlegung gilt der Tatsache, daß der Elektrizitätsbedarf nicht gleichbleibend ist. Der Bedarf

hängt von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Tageszeit ab. Solche Schwankungen sind in Europa von Region zu Region unterschiedlich, und zwar aus mehreren Gründen, z.B. Wetterbedingungen, regionale Mischung von Primärenergieträgern und örtlich vorherrschende Technologienutzung. Deshalb kann das Elektrizitätsversorgungssystem in einer EG-Region, in der das Erdgas knapper wird, Energie aus anderen Regionen importieren, in denen die Gasversorgung sicherer ist oder die über Reserven an nichtgasbeheizten Kraftwerken verfügen. Durch Nutzung des Elektrizitätsnetzes zur Übertragung der Ersatzenergie von einem Gebiet in das andere kann somit einer lokalen Verschlechterung der Gasversorgung in gewissen Maße entgegengewirkt werden. Die Rolle der Energieteilung, gekoppelt mit der erwarteten Zunahme des Anteils der gasbeheizten Kraftwerke, scheint ein starkes Werkzeug darzustellen, mit dem man Probleme der Versorgungssicherheit angehen kann; dies sollte weiter erörtert werden.

TRANSEUROPÄISCHE GASNETZE

Der obige Abschnitt hat nachgewiesen, wie wichtig ein EG-weites integriertes Gasversorgungssystem (Verteilungsnetze und Speichereinrichtungen) für die Verbesserung der Versorgungssicherheit ist.

Der EG-Vertrag hat in Art. 129b eine neue Gemeinschaftspolitik über transeuropäische Netze, einschließlich der Energienetze, eingeführt.

Manche der oben aufgeführten strategischen Projekte zum Verbund und zum Speicherbau sind tatsächlich bereits von den Organen der Gemeinschaft als Projekte von gemeinsamem Interesse bzw. als Prioritätsprojekte eingestuft worden, da sie die in den TEN-Vorschriften festgelegten Kriterien, einschließlich der verlangten wirtschaftlichen Durchführbarkeit, erfüllen.

Die Fortsetzung dieser Politik in der Zukunft wird es den Institutionen der Gemeinschaft ermöglichen, Prioritäten für andere Projekte festzulegen, die aus der Sicht der Versorgungssicherheit genauso wichtig sind. Dazu könnten auch einige der oben erwähnten Projekte zählen.

KOOPERATION AUF EG-EBENE

Die obige Analyse zeigt, daß die EG-Dimension einen Mehrwert bei der Bewältigung potentieller größerer Engpässe bei der Gasversorgung darstellen könnte. Es scheint deshalb angebracht, Maßnahmen in Erwägung zu ziehen, mit denen man die auf diesem Gebiet

bestehende Zusammenarbeit bestätigen und verbessern kann.

Es sollte weiterhin an einer tiefgehenden Analyse des sich entwickelnden Verhältnisses aller Faktoren gearbeitet werden, die die Versorgungssicherheit auf EG-Ebene und nach Mitgliedsstaat beeinträchtigen. Dies sollte unter Berücksichtigung der Kosten und Nutzen der verschiedenen Optionen geschehen und nicht nur Entwicklungen auf der Angebotsseite abdecken, sondern auch die Entwicklungen der TEN, die Vollendung des Energiebinnenmarktes und Entwicklungen in den Außenbeziehungen wie die Europäische Energie Charta.

Eine Reihe von Ideen dürfte es wert sein, in diesem Zusammenhang mit den Mitgliedsstaaten, der Europäischen Gasindustrie und anderen interessierten Organisationen entwickelt zu werden, namentlich:

1. Die Vereinigten Staaten, die bei der Erdgasversorgung weitgehend autark sind, haben einen Kürzungsplan, der von der Bundes-Energieverwaltungskommission der USA benutzt wird und einen nützlichen Leitfaden zu einem gerechten Ansatz bei der Unterbrechung der Kundenversorgung je nach der Priorität ihres jeweiligen Bedarfs darstellt. Ein ähnlicher Plan wäre als EG-Leitlinie für den Krisenfall geeignet, zu deren Umsetzung alle Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der nationalen Gegebenheiten aufgefordert werden.

2. Manche nationale Verteilungsgesellschaften haben bereits sogenannte "Vereinbarungen zur gegenseitigen Unterstützung" (Mutual Assistance Agreements) abgeschlossen, die man umstrukturieren könnte, um sie einem empfohlenen Kürzungsplan anzupassen. Es wäre jedoch auch wünschenswert, zu erörtern, wie diese Vereinbarungen aus EG-Perspektive optimiert werden können und um sicherzustellen, daß solche Vereinbarungen auch in Krisenzeiten durchsetzbar sind.

3. Ein anderer Ansatz könnte sein, ein Sicherheitsziel einzurichten. Zum Beispiel könnte das Ziel beinhalten, daß jeder Mitgliedstaat sicherstellen würde, entweder selbst über ausreichende Speicher-kapazitäten, unterbrechungsfähige Verbraucher und Produktions- bzw. Importflexibilität zu verfügen oder daß er eine gemeinsame Notreserven-Vereinbarung mit einem anderen Mitgliedstaat eingegangen ist, damit er einen Ausfall der Lieferungen aus den Nicht-OECD-Staaten über die sechs Wintermonate überbrücken kann. Ein anderes Ziel könnte sein, eine Vorratshaltung für "x"-Tage des gesamten Gas-verbrauchs einzurichten. Diese Ziele, könnten differenziert sein vorausgesetzt, daß das Sicherheitsziel insgesamt gesichert ist und vorausgesetzt, es gibt einen angemessenen Grad an

Lastenteilung. Der Ansatz, bei dem ein Sicherheitsziel vorgegeben wird, setzt voraus, daß die anfälligsten Mitgliedstaaten und die möglichen Schäden im Falle eines Ausfalls der Erdgasversorgung ermittelt werden. Die Analyse könnte sich danach mit den wirtschaftlichsten Abhilfemechanismen für den jeweiligen Mitgliedstaat befassen, einschließlich der

durch vollständige Ausschöpfung der EG-Dimension zu erzielenden Vorteile.

Diese verschiedenen Ansätze müssen mit den Mitgliedstaaten, der Gasindustrie und interessierten Organisationen ausführlich erörtert werden, bevor EG-Leitlinien entworfen werden können.

ANHANG I

MÖGLICHE QUERVERBINDUNGEN, MIT DENEN
DIE LIEFERFÄHIGKEIT AUS DER NORDSEE UND

DEN NIEDERLÄNDEN VERBESSERT WERDEN
KANN, SOWIE BEDEUTENDE NEUE
VERSORGUNGSPROJEKTE

In nachstehender Liste sind die möglichen
Querverbindungen in der Reihenfolge der
Wahrscheinlichkeit ihrer Realisierung aufgeführt:

QUERVERBINDUNGEN DER PIPELINES ZU DEN NORDSEEFELDERN

- Europipe***
- UK/Continent Interconnector***
- Norwegische Pipeline nach Dünkirchen***
- Querverbindungen zwischen niederländischen und britischen Offshore-Feldern*
- Verbindungen zwischen Zeepipe und Dünkirchen und dem Vereinigten Königreich, sowie zu anderen Orten auf dem Festland*

Querverbindungen auf dem europäischen Festland

- Querverbindungen zwischen Spanien und Portugal***
- Schleifen und weitere Querverbindungen zwischen Belgien und den Netzen Deutschlands, Frankreichs und der Niederlande***
- Weitere französisch-spanische Querverbindungen (Maghreb II)*
- Ausbau der TENP (Trans Europa Naturgas Pipeline) aus den Niederlanden nach Italien, bzw. einer nördlichen italienisch-französischen Querverbindung*
- Querverbindung Südost-Frankreich/Nordwest-Italien*
- Querverbindung Finnland/Schweden*
- Verlängerung von Maghreb II nach Deutschland bzw. Erweiterung der Kapazitäten des französischen Hauptnetzes*
- Zusätzliche Querverbindungen oder Schleifen zwischen Österreich und Deutschland*

*** Bereits im Bau oder geplant mit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit

** Bau geplant, Plan befindet sich noch in der Entwicklungsstufe

* Noch keine festen Bauabsichten

NORDSEE-QUERVERBINDUNGEN

Die "Europipe"-Leitung, die dieses Jahr mit einer jährlichen Beförderungskapazität von 12 Milliarden Kubikmetern¹⁰ in Betrieb genommen werden soll, wird die Liefermengen von Gas aus der Nordsee nach Deutschland erhöhen.

Die vorgeschlagene "UK/Continent Interconnector"-Querverbindung würde eine Lieferung von bis zu 20 Mrd. Kubikmetern pro Jahr ermöglichen, wobei ein wirtschaftlicher Zugang zum größten Teil der Nordsee möglich wäre. Es wird angenommen, daß

Überschussmengen aus der Nordsee ab 1998 über diese Querverbindung geliefert werden können. Die "UK/Continent Interconnector" ist eine strategisch wichtige Pipeline. Die am Bau der Leitung beteiligten Partner schaffen die Kapazitäten, bevor sie sich der Abnehmermärkte sicher sein können, womit sie das Risiko auf sich nehmen, vielleicht keinen Absatzmarkt zu finden, nachdem sie die Pipeline fertiggestellt haben.

Die geplante Pipeline aus dem norwegischen Teil der Nordsee nach Dünkirchen (Frankreich) mit einer jährlichen Beförderungsleistung von 12 Mrd. Kubikmetern wird die Verfügbarkeit von Nordseegas in Frankreich und anderen EG-Staaten verbessern.

¹⁰ 1 Milliarde Kubikmeter entspricht 0,9 Mt ROE.

Die Verbindungen zwischen den niederländischen und den britischen Offshore-Feldern, über die derzeit nur diskutiert wird, würden die Lieferfähigkeit aus der Nordsee weiter verbessern. Weitere Querverbindungen könnten z.B. die existierende "Zeepipe"-Leitung mit der geplanten Norwegen-Dünkirchen-Pipeline und dem britischen Offshore-System bei Bacton verbinden. Alle diese Querverbindungen würden die Lieferbarkeit einer eventuellen Überschussproduktion an geeignete Abnehmer verbessern.

QUERVERBINDUNGEN AUF DEM EUROPÄISCHEN FESTLAND

Zusätzliche Querverbindungen auf dem europäischen Festland würden es ermöglichen, die Lieferbarkeit von Überschussmengen in Richtung Verbraucher zugunsten der am stärksten importabhängigen Märkte der EG zu verbessern. Einige Niederlande/Belgien/ Deutschland/Frankreich-Querverbindungen sind bereits geplant, sowie zwei Querverbindungen zwischen Spanien und Portugal. Trotzdem könnten weitere strategische Reserven, die zur Zeit noch gar nicht in der Planung sind, Frankreich, Italien, Österreich und Finnland besser unterstützen.

Zum Beispiel könnte Erdgas, das von der Maghreb-Leitung (eine Pipeline im TEN, dessen erste Ausbaustufe 1996 in Betrieb geht) über eine mögliche neue Querverbindung zwischen Spanien und Frankreich (Maghreb II) fließt, ein für die Versorgungssicherheit des südlichen Teils der EG entscheidendes Versorgungspotential darstellen.

Bei einem Versorgungsmangel aus Rußland könnten Gasmengen aus dieser Leitung nicht nur nach Südfrankreich geliefert werden, sondern, wenn es eine Querverbindung zwischen Südostfrankreich und Italien gäbe, auch entlang der französischen Küste nach Norditalien transportiert werden. Die Flußrichtungen der Leitungen, die normalerweise Westitalien aus Österreich versorgen, könnten umgekehrt werden, um Österreich aus Italien zu versorgen. Querverbindungen zu Deutschland könnten den Norden Österreichs unterstützen.

Diese "Maghreb II"-Pipeline wäre auch im Falle eines algerischen Lieferstopps von strategischer Bedeutung. Ohne diese Leitung bzw. ohne eine Flüssiggas-Entladestation würde sich Portugal in einer sehr schlechten Lage befinden. Die einzige Liefermöglichkeit bestünde dann über die Pipeline zwischen Lacq in Frankreich und Zaragoza, deren Kapazität nicht zur Versorgung sowohl Spaniens als auch Portugals ausreicht. Man könnte jedoch einen Ausfall der algerischen Lieferungen durch Umkehrung der Flußrichtung der Maghreb II-Leitung ausgleichen,

wodurch Spanien und Portugal mit Gas aus der Nordsee und Rußland beliefert werden könnten.

Im Falle des höchst unwahrscheinlichen Schlimmstfall-Szenarios eines gleichzeitigen Ausfalls der Lieferungen aus Rußland und Algerien wären die oben erläuterten Querverbindungen lebensnotwendig, um größere Versorgungsstörungen in einigen Mitgliedstaaten der EG zu verhindern.

Dieser schlimmste anzunehmende Fall würde für Finnland, Portugal, Griechenland, Spanien und Österreich eine außerordentlich schwierige Situation darstellen. Kurzfristig gesehen würden bis zur Inbetriebnahme der UK/Continent Interconnector und der Norwegen/Dünkirchen - Pipeline auch Belgien, Frankreich und Italien eventuell in Mitleidenschaft gezogen werden. Die obengenannten Querverbindungen Spanien/Frankreich, Frankreich/Italien und Österreich/Deutschland sowie einige Schleifen im Hauptverteilungsnetz würden notwendig sein. Eine weitere, bisher nicht geplante Leitung von Dünkirchen/Zeebrügge nach Lyon und Turin könnte die Reichweite sicherer Lieferungen aus der Nordsee bis nach Italien ausdehnen. Die vollständige Ausschöpfung aller in Kapitel 5.2 erwähnten Sicherungsmaßnahmen wäre ebenfalls notwendig. Spanien, Italien, Frankreich und Griechenland könnten nach alternativen potentiellen Flüssiggaslieferanten suchen. Finnland müßte sich auf seine Fähigkeiten, Unterbrechungen zu überstehen, und auf seine alternativ beheizbaren Systeme verlassen. Eine langfristige Lösung für Finnland wäre eine Verbindungsleitung nach Schweden, die eventuell bei einem Wachstum des Nordischen Marktes realisierbar wäre und jede eventuelle Entwicklung eines Gasangebots aus der Barent-See.

Diese Szenarien deuten darauf hin, daß es nicht möglich wäre, einen sehr großen Teil des durch die verschiedenen Leitungen aus der Nordsee verfügbaren Erdgases durch das südfranzösische Netz zu transportieren. Eine mögliche Lösung wäre die Verlängerung der vorgeschlagenen Spanien/Frankreich-Querverbindung bis in die Nähe von Straßburg und das Midal-System (mit dem bereits eine Verbindung zu Lieferquellen in Rußland und Norwegen geschaffen worden ist). Diese Querverbindung würde eine strategisch wichtige Pipeline-Vernetzung zwischen den drei externen Hauptlieferanten der EG vervollständigen.

ZUSÄTZLICHE PIPELINEKAPAZITÄTEN DURCH TAUSCHMENGEN, ERSATZLIEFERUNGEN UND AUSTAUSCH

Zusätzlich zu der durch den weiteren Ausbau der Pipelines erzielbaren Kapazitätserweiterung werden Kapazitäten durch die Kooperation der Gashandels-gesellschaften freigemacht. Falls und wenn die obengenannten Querverbindungen fertiggestellt werden, lassen sich die Möglichkeiten für Tauschhandel oder Gastransporte durch Verlagerung der Gaslieferungen in der EG erheblich verbessern.

LANGFRISTIG MÖGLICHE BEZUGSQUELLEN

Die vorgeschlagene Yamal-Europa-Pipeline aus Rußland durch Weißrußland und Polen ist als TEN-Projekt eingestuft worden. Sie wird für russische Lieferungen an die EG einen zweiten Hauptexportweg und eine Alternative zu den über die Ukraine fließenden Lieferungen schaffen. Der Bau des Yamal-Leitungssystems wird stufenweise durchgeführt, wobei die Abschnitte in Deutschland, Polen und Weißrußland als erste fertiggestellt werden. Nach ihrer Fertigstellung im kommenden Jahrhundert, wird die geplante Kapazität der Leitung nach Europa eventuell 50 Mrd. m³ überschreiten. Langfristig könnte man sich auch eine neue Ost/West-Leitung vorstellen, die über die

Länder Mittel- und Osteuropas das Erdgas aus Yamal bis zu den südlichen Märkten Frankreichs, Italiens und Spaniens führen würde.

Auch eine Pipeline aus Turkmenistan durch den Iran oder das Kaspische Meer ist seit einiger Zeit im Gespräch, obwohl die große Entfernung zu den EG-Märkten zu wirtschaftlichen Schwierigkeiten und Transitproblemen führen könnte. Griechenland ist unter Umständen der einzige Mitgliedstaat, der mit einer solcher Leitung wirtschaftlich zu versorgen wäre.

Nigeria, Trinidad & Tobago, Venezuela, Jemen und Katar sind für die EG potentielle Flüssiggaslieferanten. Eine Realisierung der für diese Lieferungen benötigten Einrichtungen würde die Versorgungsflexibilität Europas erhöhen.

Die Erschließung neuer Versorgungsquellen wird hauptsächlich durch wirtschaftliche Faktoren eingeschränkt (entweder durch die Projektkosten oder durch die Preisniveaus in Europa), und Projekte werden dann nicht realisiert, wenn sie durch die Marktentwicklung nicht gerechtfertigt sind. Bei Projekten zum Bau von Erdgas-Fernleitungen kann das Überschreiten mehrerer Staatsgrenzen zu zusätzlichen Problemen führen. □

*Energy in Europe is pleased to advise readers that since early June 1996 DG XVII has had its own pages in *Europa*, the World Wide Web (Internet) site of the European Institutions. The address is:*

<http://europa.eu.int/en/comm/dg17/dg17home.htm>

The pages, several hundred in number, contain regularly updated information on all essential aspects of our work and the progress towards a European energy policy - from legislation and publication lists to details of the energy sector programmes - ALTENER, SAVE, SYNERGY (international energy cooperation), (Joule)-THERMIE, and Regional and Urban Energy Planning. There are also complete staff plans, details of contact points for each programme, short summaries of practically every single document or other initiative adopted by the Commission recently in the energy field, and much more still of practical help to all those active in the energy and related fields.

**Europa* contains information provided by all the EU institutions, and in the case of the Commission, practically all its Directorates-General are 'on line' and therefore all major policy areas covered. There are many links to other sites including those of EU Member States' administrations, and features such as advice on citizen's right to access to EU documents and of course details of how to obtain publications, statistics, on-line and electronic media material and subscriptions, and much more. The main *Europa* welcome page is:*

<http://europa.eu.int>

Many readers already regularly use the Web in their various responsibilities, as is borne out in the increasing amount of E-mail we receive. As is well known, this trend is still accelerating dramatically as in all other sectors of economic and scientific activity. We hope that many basic enquiries can already be satisfied, at least at the initial stage, by browsing over our website (including many other energy-relevant sites worldwide to which we have included hyperlinks), and those of other Commission departments and EU institutions.

When questions still remain, readers may always contact the DG XVII information group, preferably by Email (info@bxl.dg17.cec.be; fax: +32 2 296 6017) who will either deal with enquiries directly or re-route them appropriately.

Comments and suggestions on Energy in Europe itself are also most welcome, including on the choice of content, format, frequency of publication, or any other aspect of concern to our readership.

