

# *Africa Gas Initiative*

## *Cote d'Ivoire*

Volume V

**ESM240**

Vol 5



Energy

Sector

Management

Assistance

Programme



Report 240/01

February 2001

JOINT UNDP / WORLD BANK  
**ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)**

**PURPOSE**

The Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) is a special global technical assistance program run as part of the World Bank's Energy, Mining and Telecommunications Department. ESMAP provides advice to governments on sustainable energy development. Established with the support of UNDP and bilateral official donors in 1983, it focuses on the role of energy in the development process with the objective of contributing to poverty alleviation, improving living conditions and preserving the environment in developing countries and transition economies. ESMAP centers its interventions on three priority areas: sector reform and restructuring; access to modern energy for the poorest; and promotion of sustainable energy practices.

**GOVERNANCE AND OPERATIONS**

ESMAP is governed by a Consultative Group (ESMAP CG) composed of representatives of the UNDP and World Bank, other donors, and development experts from regions benefiting from ESMAP's assistance. The ESMAP CG is chaired by a World Bank Vice President, and advised by a Technical Advisory Group (TAG) of four independent energy experts that reviews the Programme's strategic agenda, its work plan, and its achievements. ESMAP relies on a cadre of engineers, energy planners, and economists from the World Bank to conduct its activities under the guidance of the Manager of ESMAP, responsible for administering the Programme.

**FUNDING**

ESMAP is a cooperative effort supported over the years by the World Bank, the UNDP and other United Nations agencies, the European Union, the Organization of American States (OAS), the Latin American Energy Organization (OLADE), and public and private donors from countries including Australia, Belgium, Canada, Denmark, Germany, Finland, France, Iceland, Ireland, Italy, Japan, the Netherlands, New Zealand, Norway, Portugal, Sweden, Switzerland, the United Kingdom, and the United States of America.

**FURTHER INFORMATION**

An up-to-date listing of completed ESMAP projects is appended to this report. For further information, a copy of the ESMAP Annual Report, or copies of project reports, contact:

**ESMAP**  
c/o Energy and Water  
The World Bank  
1818 H Street, NW  
Washington, DC 20433  
U.S.A.

# **Africa Gas Initiative Cote d'Ivoire**

---

**Volume V  
February 2001**

Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme  
(ESMAP)

Copyright © 2001  
The International Bank for Reconstruction  
and Development/THE WORLD BANK  
1818 H Street, N.W.  
Washington, D.C. 20433, U.S.A.

All rights reserved  
Manufactured in the United States of America  
First printing February 2001

ESMAP Reports are published to communicate the results of the ESMAP's work to the development community with the least possible delay. The typescript of the paper therefore has not been prepared in accordance with the procedures appropriate to formal documents. Some sources cited in this paper may be informal documents that are not readily available.

The findings, interpretations, and conclusions expressed in this paper are entirely those of the author(s) and should not be attributed in any manner to the World Bank, or its affiliated organizations, or to members of its Board of Executive Directors or the countries they represent. The World Bank does not guarantee the accuracy of the data included in this publication and accepts no responsibility whatsoever for any consequence of their use. The Boundaries, colors, denominations, other information shown on any map in this volume do not imply on the part of the World Bank Group any judgement on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such boundaries.

The material in this publication is copyrighted. Requests for permission to reproduce portions of it should be sent to the ESMAP Manager at the address shown in the copyright notice above. ESMAP encourages dissemination of its work and will normally give permission promptly and, when the reproduction is for noncommercial purposes, without asking a fee.

# Contents

<b>Contents</b> .....	<b>iii</b>
<b>Foreword</b> .....	<b>iv</b>
<b>Abbreviations and Acronyms</b> .....	<b>v</b>
<b>Units of Measure</b> .....	<b>vi</b>
<b>Conversion Factors</b> .....	<b>vii</b>
<b>Rules of Thumb</b> .....	<b>vii</b>
<b>Oil and Gas Resources</b> .....	<b>1</b>
Exploration and Production .....	1
Refining and Downstream Operation .....	3
<b>Prospects for Natural Gas and LPG</b> .....	<b>5</b>
Natural Gas Operation .....	5
<i>Power Generation</i> .....	5
<i>Conventional industry</i> .....	6
<i>Large scale projects</i> .....	7
Prospects for LPG.....	7
Institutional and Regulatory Framework .....	10
<i>Framework for gas downstream activities</i> .....	11

## List of Annexes

Annex 1 : Principes et Options pour la Réglementation du Gaz Naturel .....	15
Annex 2 : Le contexte énergétique.....	23
Annex 3 : Situation et perspectives de l'industrie gazière .....	31
Annex 4 : Cadre réglementaire .....	37
Annex 5 : Organisation et fonctions des opérateurs.....	43
Annex 6 : Politique tarifaire.....	51
Annex 7 : Réglementation économique .....	59
Annex 8 : L'Autorité de réglementation .....	65

## List of Tables

Tableau A1.1 : Domaines réglementés et compétences du Régulateur .....	21
Tableau A2.1 : Principaux indicateurs macro-économiques .....	23
Tableau A2.2 : Bilan énergétique simplifié .....	30
Tableau A3.1 : Développement de la demande en gaz naturel.....	36
Tableau A5.1 : Comparaison des options structurelles de transport.....	48
Tableau A6.1 : Prix de vente des énergies industrielles .....	52
Tableau A7.1 : Pratiques et tendances réglementaires en Amérique du Nord et en Europe .....	62



## Foreword

The Africa Gas Initiative (AGI) Study is aimed at identifying countries where gas flaring could be reduced, for better utilization in the industrial and commercial sectors of their economies. This study was conducted by Mourad Belguedj, Senior Energy Specialist and Team Leader at the Oil and Gas Division of the World Bank and Henri Beaussant, Gas Economist and consultant.

The focus of the study, aimed initially at select countries on the West Coast of Africa, is of direct relevance to ESMAP's mandate and might be useful to Policy makers, Industry and practitioners in the target countries. The Study is published as part of the ESMAP series of reports and may usefully contribute to Project Identification and to addressing key Policy Issues in these countries, as well as enriching the debate on Energy Sector Reform. The authors wish to express their gratitude to all the colleagues who contributed directly or indirectly, to the review and completion of this work.

# Abbreviations and Acronyms

<b>ABB</b>	Asea Brown Boveri
<b>AGI</b>	Africa Gas Initiative (World Bank)
<b>AIC</b>	Average Incremental Cost
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BOT, BOOT</b>	Build, Operate, Transfer. Build, Own, Operate, Transfer
<b>CCGT</b>	Combined-Cycle Gas Turbine
<b>CFA</b>	Communauté Financière Africaine
<b>CIF</b>	Cost, Insurance, Freight
<b>CIE</b>	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
<b>CIPREL</b>	Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité
<b>EDF</b>	Electricité de France
<b>ESMAP</b>	Joint World Bank/UNDP Energy Sector Assistance Management Program
<b>EECI</b>	Energie Electrique de Cote d'Ivoire
<b>FCFA</b>	Franc - Communauté Financière Africaine
<b>FOB</b>	Free On Board
<b>GDP</b>	Gross Domestic Product
<b>GNP</b>	Gross National Product
<b>GOCI</b>	Government of Cote d'Ivoire
<b>GT</b>	Gas Turbine
<b>HHV</b>	Higher Heating Value
<b>HV</b>	High Voltage
<b>IOC</b>	International Oil Company
<b>ISO</b>	International Standards Organization
<b>LHV</b>	Lower Heating Value
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>LPG</b>	Liquefied Petroleum Gases
<b>PETROCI</b>	Société Nationale d'Opérations Pétrolières de Cote d'Ivoire
<b>PSA, PSC</b>	Production Sharing Agreement / Contract
<b>RTP</b>	Reserves to Production ratio
<b>SAUR</b>	Société d'Aménagement Urbain et Rural (Bouygues Group)
<b>SIR</b>	Société Ivoirienne de Raffinage
<b>SMB</b>	Société Multinationale des Bitumes
<b>SSA</b>	Sub Saharan Africa
<b>ST</b>	Steam Turbine
<b>UMC</b>	United Meridian Corporation
<b>UNDP</b>	United Nations Development Program
<b>USD</b>	US Dollar



# Units of Measure

<b>bcf</b>	billion cubic feet
<b>bcm</b>	billion cubic meters
<b>bcmy</b>	billion cubic meters per year
<b>bl, bbl</b>	barrel, barrels
<b>bpd</b>	barrel per day
<b>cf</b>	cubic foot (feet)
<b>cf<sub>d</sub></b>	cubic feet per day
<b>GJ</b>	gigajoule
<b>cm</b>	cubic meter
<b>GWh</b>	gigawatthour
<b>kcal</b>	kilocalorie
<b>km<sup>2</sup></b>	square kilometer
<b>kW</b>	kilowatt
<b>kWh</b>	kilowatthour
<b>Mcal</b>	megacalorie
<b>mcf</b>	thousand cubic feet
<b>mcf<sub>d</sub></b>	thousand cubic feet per day
<b>mcm</b>	thousand cubic
<b>mc<sub>md</sub></b>	thousand cubic
<b>mc<sub>my</sub></b>	thousand cubic
<b>mmbtu</b>	million BTU (British Thermal Units)
<b>mmcf<sub>d</sub></b>	million cubic feet per day
<b>mmcm</b>	million cubic meters
<b>mmc<sub>md</sub></b>	million cubic meters per day
<b>mmc<sub>my</sub></b>	million cubic meters per year
<b>mmt</b>	million ton
<b>mt</b>	thousand ton
<b>mt<sub>y</sub></b>	thousand ton per year
<b>MW</b>	megawatt
<b>MWh</b>	megawatthour
<b>t</b>	ton
<b>tcf</b>	trillion cubic feet
<b>tcm</b>	trillion cubic meters
<b>toe</b>	ton oil equivalent
<b>tp<sub>y</sub></b>	ton per year
<b>TWh</b>	terawatthour

# Conversion Factors

## Volume

1 barrel	=	159 liters
1 cm	=	6.29 barrels
1 cm	=	35.315 cf
1,000 cf	=	28.3 cm

## Energy

1 mmbtu	=	252 Mcal = 293 kWh
1 mmbtu	~	1 mcf
1 GJ	=	0.95 mmbtu
1 kWh	=	0.86 Mcal = 3,412 btu

## Oil products

crude oil	7.30 bbl/ton
diesel/gas oil	7.46 bbl/ton
fuel oil	6.66 bbl/ton
jet fuel	7.93 bbl/ton
kerosene	7.74 bbl/ton
naphtha	8.80 bbl/ton

# Rules of Thumb

1 bpd	~	50 tpy
1 mmbtu	~	1 mcf ~ 1 GJ
1 mmcf/d	~	10 mmcm/y
1 USD/mmbtu	~	40 USD/mcm
1 tcf	~	30 bcm

# 1

---

## Oil and Gas Resources

1.1 With 322,000 square kilometres and a population of 14.3 million, Cote d'Ivoire is a mid-size western African country located on the Atlantic Ocean, between Liberia and Ghana. The country's economy is heavily reliant on agriculture (primarily cocoa and coffee). Measures to diversify the economy, including the introduction of non-traditional cash crops and expansion of the industrial sector, have been met with some success. The oil and gas sector does not play a major role as it does in other countries of the region, such as Nigeria, Cameroon, Gabon or Congo. Back in the 1960s and 1970s, Cote d'Ivoire was considered the blueprint for a modern, emerging economy amongst newly independent western African countries, in particular within French-speaking Africa where it enjoyed strong economic growth and stable political leadership. Decline in the value of export-oriented agricultural products along with growing institutional problems have seriously curbed economic development in the past two decades. Since the mid-nineties, however, the Ivorian economy is experiencing renewed growth. At USD 10.8 billion, GDP has grown at an average 6.6 percent between 1995 and 1997, and inflation has fallen from 14.3 to 5.6 percent p.a. Debt restructuring, privatization, and the introduction of BOT projects are some of the steps the Government of Côte d'Ivoire (GoCI) is taking to help sustain the economic growth. This has been translated into a substantial increase in primary energy demand, production and consumption.

### Exploration and Production

1.2 The rapid development of Cote d'Ivoire's oil and gas industry began with the sector's policy reforms of the early 1990s. The reforms led to a revival in the exploration and production of both oil and gas resources, which has led to the signature of several production sharing contracts (PSC) involving independent oil producers, and to successful promotion rounds to sell additional acreage, in particular deep sea blocks. In less than a decade, four oil and gas upstream projects and as many gas-based downstream projects (electricity production, industrial distribution, and even export of electricity) have been developed. Cote d'Ivoire is now one of the fastest growing countries of Sub-Saharan Africa, in terms of the development of its hydrocarbons industry.

1.3 Offshore petroleum reserves were first discovered in the 1970's. During the twenty-year period from 1970 to 1990, over 100 wells were drilled offshore, and several commercial oil and gas fields were discovered. Two fields, Espoir and Belier, began

production in the late 1970's. Espoir, which was operated by Phillips Petroleum, was in production until 1988, when it was shut in due to high operating costs. Production from Espoir averaged 10,000 barrels per day (bpd), while production from Belier peaked at nearly 20,000 bpd in the mid 1980s. Both fields are currently idle.

1.4 Critical improvement in upstream legislation was implemented in the early 1990s, followed by a well-accepted revision in September 1996, which rapidly set the pace for new exploration campaigns. Independent US and Canadian operators have taken the largest share. U.S.-based United Meridian Corporation (UMC, now Ocean Energy) developed the Lion and Panthère fields on Block CI-11, located 100 km southwest of Abidjan, in 1994. Production from Lion (oil) and Panthère (gas and condensate) began as soon as one year later. Ocean Energy is the operator and it holds a 28% interest in the block; its partners include state-owned Petroci, Global Natural Resources, Pluspetrol of Argentina, and the World Bank Group's IFC. Gas reserves in Panthère only are estimated at 245 bcf (about 6.9 bcm). Another block, CI-01, located southeast of Abidjan, close to the border with Ghana, is under development. It includes several small fields, Eland, Ibex, and Kudu, which could be operated to supply increasing demand in Cote d'Ivoire, as well as neighboring Ghana. Gas reserves have been certified for 300 bcf (8.6 bcm). In addition, Ocean Energy has a 35 percent interest in Cote d'Ivoire's first deep-water offshore block, CI-105, together with Shell (55%) and Petroci (10%).

1.5 Several agreements for the rights to explore and produce oil have been completed recently. GoCI issued a production-sharing contract (PSC) for its offshore Block CI-102 in March 1997. Ranger Oil of Canada, which has a 24 percent interest in the PSC, will be the operator of the block, situated between the Espoir and Belier fields. Gulf Canada (24%), Energy Africa (Engen) of South Africa (24%), Gentry Resources of Canada (11%), T.C. Petroleum (5%) and Petroci (12%) are the other partners involved in the block. Ranger also assumed a 24 percent interest and the role of operator in the PSC on Block CI-26 that was awarded in November 1997. The block contains the abandoned Espoir field, which Ranger plans to re-develop at an estimated USD 250 million. Initial production of 20,000-25,000 bbl/d from Espoir could begin as early as 2000. Original reserve estimates for Espoir were 430 million barrels of recoverable oil. Two more PSCs were awarded to the same partners (excluding Engen) in January 1998, on blocks CI-101 and CI-103. Ranger has been designated the operator of each PSC.

1.6 U.S.-based Apache was granted the PSC for block CI-27. The block, primarily seen as having a large potential as a gas producer, had been discovered by Phillips in the early 1980s, then relinquished at the end of the decade. It includes the Foxtrot, Cote d'Ivoire largest gas field with estimated reserves of 0.6 tcf, half the country's reserves. The field was put on stream in 1997, a few months after UMC's Lion and Panthère. Apache plans to also test for oil on the concession. The original estimate of recoverable reserves on block CI-27 also include over six million barrels of condensate.

1.7 Santa Fe Energy Resources of the U.S. was awarded a PSC for block CI-24, which contains the abandoned Belier field, in 1996, and subsequently received the PSC for an additional block, CI-202, in 1997. Santa Fe plans to develop both fields together.

1.8 Cote d'Ivoire holds an estimated 100 million barrels (14 mmt) of recoverable oil reserves, along with an estimated 1.4 tcf (40 bcm) of gas reserves. Oil and gas production reached 20 mbpd (1 mmt) and 68 mmcf (680 mmcm) in 1998, respectively, which gives RTP ratios of about 14 and 60 years, respectively.

### **Refining and Downstream Operation**

1.9 Cote d'Ivoire's refining facilities include one of the largest refineries in SSA, the 59,000 bpd (3 mmt) Societe Ivoirienne Raffinage (SIR), and an adjacent 10,000 bpd asphalt plant (Societe Multinationale des Bitumes, SMB), both located in Abidjan. The refinery is shared by Petroci, IOCs and, to a lesser extent, neighboring countries. Expansion of the SIR refinery is being considered through an USD 84 million expansion, which would increase refining capacity to 88,000 bbl/d, and GoCI is looking for a "strategic partner" willing to invest in the expansion. GoCI's 51 percent interest in SIR and its interest in SMB have been scheduled for privatization. The 2-year expansion program would also increase the plant's hydrocracking capacity to over 17,000 bpd. Cote d'Ivoire is self-sufficient in producing refined petroleum products, and is also a major supplier in the West African sub-region. Mali, Burkina Faso, and Liberia receive a significant portion of their refined products from Cote d'Ivoire.

1.10 Several foreign oil companies (and one local firm, PetroIvoire) are involved in the distribution and marketing of refined products in Cote d'Ivoire. ENI-Agip, Elf Aquitaine, Mobil, Texaco, Total and Shell control over 90% of the downstream retail sector. Gestoci, the fuel storage company that manages the storage depots of petroleum products to central and northern Cote d'Ivoire, is set to be restructured. Gestoci, currently joint-owned by GoCI and the petroleum marketers, will have its government stake reduced to 34 percent.



# 2

---

## Prospects for Natural Gas and LPG

### Natural Gas Operation

2.1 Côte d'Ivoire is one of the few Sub-Saharan African countries, along with Nigeria, Gabon, Senegal and South Africa, which uses natural gas in its domestic market. It holds, however, a distinctive role among SSA countries, as it is the first (and to-date the only) one that has developed a comprehensive vision of gas utilization across a wide range of economic activities. In spite of its recent gas history, Cote d'Ivoire is already using gas as its main energy carrier for thermal power generation and in the refinery, is building a gas network in Abidjan's industrial suburbs to supply conventional industry, and is considering exporting gas to neighboring Ghana for power generation.

### Power Generation

2.2 The Ivoran gas industry started in April 1996 with the operation of Lion and Panthère, the two structures developed by UMC (Ocean Energy) on the CI-11 block. Gas is transmitted to Abidjan by a 14", 80-km long, pipeline with a current capacity of 1.1 bcm per year, and is delivered to the Abidjan gas terminal located in the port area of Vridi. Gas is sold by the producer to a state agency<sup>1</sup>, which retains ownership of the gas until it is transformed. The agency delivers gas to the power plant operated by CIPREL, a private power producer set up by French companies Electricité de France (EDF) and SAUR (a water supply utility, a subsidiary of the civil works contractor Bouygues<sup>2</sup>). The responsibility of the power producer is thus limited to transforming gas into power, for which it receives an operating fee. The electricity produced is then taken back by the agency at the outlet of the power plant. CIPREL operates in Vridi three 33-MW GEC-Alsthom single-cycle gas turbines that were brought into service in December 1995. Using primarily gas oil, they were converted to gas a few months later, when gas was delivered at Vridi. A fourth, larger unit (110 MW) was constructed in the same site with World Bank financial assistance under the Private Sector Energy Project, and commissioned in the spring of 1997. Average daily gas demand for the whole power plant is 50 mmcfd.

---

<sup>1</sup> Gas is actually traded for an energy-equivalent amount of oil from the country's profit oil.

<sup>2</sup> The same consortium also operate the privatized Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), Cote d'Ivoire's nationwide power utility.

2.3 A second gas producer includes a group of investors led by another US independent, Apache Oil, together with the same EDF and SAUR, the World Bank Group's IFC, and Petroci. The consortium holds the concession permit on block CI-27, that includes Foxtrot, and is adjacent to Ocean Energy's CI-11. Phillips Petroleum first discovered Foxtrot in the early 1980s together with neighbouring Lion and Panthère, and later relinquished all its acreage in 1989. Foxtrot is a non-associated gas field that is considered the largest gas field in Cote d'Ivoire, with half of the proven reserves, i.e. nearly 600 bcf (20 bcm). Foxtrot gas is transported to Abidjan through a dedicated gas pipeline that runs parallel to the Lion/Panthère transmission line, after both producers proved unable to agree on a shared utilization of the first constructed Ocean Energy pipeline.

2.4 Foxtrot supplies the new power station constructed by Cinergy, a consortium composed of the Swiss-based Asea Brown Boveri (ABB), Industrial Promotion Services (IPS) -- an affiliate of the Aga Khan Fund for Economic Development -- and EDF. The consortium has won a 23-year BOOT concession to build and operate a thermal power plant at Azito, in the western outskirts of Abidjan. The power plant will include, when fully completed, two 144-MW gas turbines combined with a third, steam turbine unit for heat recovery. The first unit was inaugurated on January 23, 1999. A second 144-MW gas turbine is scheduled to begin operations in early 2000. The steam turbine will be added at later stage to boost the facility's capacity to the planned 420 MW. When fully in operation, Azito will be the largest gas-fired thermal power plant in SSA, and will account for close to one-third of the country's requirements.

2.5 Azito is intended to be supplied by both producers -- Apache, from Foxtrot; and Ocean Energy, from the block CI-01 fields that still are under development. When Foxtrot production reaches plateau in 2001, yearly output will be 18 bcf, equivalent to an average daily output of 50 mmcf. Ocean Energy, for his part, has signed a 10-year take-or-pay contract to supply 170 bcf in total.

### ***Conventional Industry***

2.6 Gas is also used in the SIR refinery, where it replaces fuel-oil and butane, with an average consumption of 20 mmcf. Although power generation and refining are likely to remain the main gas users over time, the industrial sector should quickly become an important consumer as well. Ivorian industry was severely affected by the crisis of the first half of the 1990s, but has been demonstrating a definite recovery since the devaluation of the CFA franc in January 1994. Conventional industry (i.e., small and medium-size plants that can technically use gas as a fuel -- not a raw material) is to be found mostly in the four large industrial zones located around Abidjan, of which two (Vridi and Treichville) are located in the immediate vicinity of the gas terminal. Abidjan's industrial market represents, according to a preliminary study made by Petroci in 1997 with the assistance of a Canadian consultant, a potential market of 6 mmcf. In addition to this market that has already been identified, there is a significant medium-term potential for co-generation, especially for those industries that are large-scale steam users, such as the food processing industry, the oil mills and soap makers, which constitute the mainstay of



Abidjan's industry. Gas could also be used for cold production (for food and fish processing and food storage/conservation) and for large-scale air conditioning. In the medium term, the potential industrial market can be estimated at around 8 to 10 mmcf/d for the 4-million larger Abidjan metropolis.

2.7 Petroci has started the construction of a gas network intended to supply industrial establishments in the harbor area, i.e. the districts of Vridi and Treichville. The network, of limited extent (about 4 km) is the first phase of a larger facility that would reach at a later stage additional industrial areas, such as Yopougon and Koumassi, as well as, possibly, commercial and services areas in the city itself.

### ***Large-scale Projects***

2.8 The Bureau National d'Etudes Techniques et de Documentation (BNETD), a public agency under the umbrella of the Office of the Prime Minister, is working on three large-scale industrial projects. The first two are designed to develop mineral reserves (iron and nickel) located in the western part of the country (district of Man, about 600 km NW of Abidjan), while the third one would include the construction of an ammonia and urea plant to produce nitrogen-based fertilizers. Partners and financing are currently being sought for the sponge-iron and ammonia plants. The nickel project appears to be in a more advanced stage, as a Canadian operator has shown interest and demonstrated it by concluding an agreement with Sodemi. A pilot unit would constitute the first stage of the operation, which would lead, if the results are conclusive, to industrial-scale production. Although the main characteristics of these projects are not yet known in detail, on the basis of similar projects potential gas consumption can be estimated at between 20 and 25 for the nickel and sponge iron projects, and up to 80 mmcf/d for a large ammonia-urea production unit.

2.9 The above projects have been on the drawing board for quite a while. As discussed in the Report's Introduction, the purpose of the AGI is not to promote such large-scale projects that go well beyond the mandate and the resources of the Initiative. The AGI has thus not investigated their technical and economic components, and is not qualified to assess their viability.

### **Prospects for LPG**

2.10 In Central and Western African countries, urban development has dramatically increased the demand in household energy, in particular in major cities. Even in urban areas, a large majority of energy needs are currently met by biomass, mostly charcoal and woodfuel. As an example, biomass still represents about 90 percent of the overall energy consumption in Cote d'Ivoire; in the residential sector, the proportion is even higher. A major issue is that woodfuel gathering and charcoal production are actually responsible for massive deforestation, extending as far as several hundreds of kilometers away from major cities. Moreover, increasing distances add to the cost of biomass, a source of energy highly sensitive to transportation costs.

2.11 In spite of its large urban population and a standard of living above the average of Western and Central Africa, Cote d'Ivoire lies at a modest rank when it comes to LPG utilization. LPG consumption had been stagnating around 20,000 to 23,000 tons during the 1980s and well into the beginning of the nineties while population had increased by above 30 percent since the mid-eighties. In 1993 Petroci was requested by GoCI to develop LPG sales in both the domestic and commercial markets, in competition with existing private LPG distributors. LPG sales soared to 29,000 tons in 1997. In addition to the regular 12-kg cylinder, Petroci successfully developed three new niches that had been left aside by the private sector, including the smaller 6-kg cylinder, integrated gas stoves set on small cylinders, and larger, 28-kg cylinders for the small commercial market, in particular open-air restaurants. The interesting point is that Petroci's sales did not develop at the other marketers' expense. Gas sales by the existing LPG distributors have remained largely unchanged. Petroci actually built its new activity entirely on the large suppressed demand that exists in both the residential and the commercial markets -- not to mention the industrial sector that remains completely untapped. The Petroci story clearly illustrates a major market disfunctionment in SSA, which is the huge upside potential that exists in all major cities due to unsuitable institutional and regulatory framework, in particular inappropriate subsidies and administered margins.

2.12 With over 14 million people however, consumption per capita remains low at 2.5 kg, ahead of Cameroon and Congo (around 1.8 kg) as well as Ghana and most Sahelian countries (around 0.5 kg), but well behind Senegal (5 kg) and Gabon (11 kg). Cote d'Ivoire has suffered from considerable deforestation in the recent past; forested areas are reported to have shrunk from 15 million to 3 million hectares over the last 15 years. Part of it has been caused by intensive use of wood resources to make charcoal to supply larger urban areas, in particular Abidjan where population has passed the 4 million mark, thirty percent of the country's overall population. To make up for lack of wooden areas around major cities, charcoal is produced even farther and has to bear increasing transportation costs, which increases significantly the delivery cost of charcoal in the market, not to mention the increasing burden put on remaining woodlands.

2.13 Low per capita consumption as well as booming sales observed recently show that a huge potential market still exists for LPG. Demand has long remained constrained by both the lack of available commodity (due to refinery's internal consumption, sales of LPG by SIR on the domestic market were capped at around 20,000 tons per year) and the lack of incentives for the private sector whose operation margins were actually negative. New factors are expected to help develop LPG sales in the near future. On the supply side, the recent connection of the refinery to the natural gas network should enable SIR to market additional volumes of LPG that were previously used in the refinery's process. Moreover, the implementation of an LPG recovery unit by UMC on the gas stream coming from Lion and Panthère has brought 20,000 tons per year in a first phase, that could be supplemented by a similar operation on the gas stream from Foxtrot. On the institutional side, GoCI has significantly revamped the LPG pricing chart that now allows the private sector to get a reasonable return on the LPG operation.

2.14 While some basic conditions are improving in the sub-region, development of butane demand must be accompanied in order for bottled LPG to efficiently help mitigate the adverse consequences of heavy dependence on biomass. To that effect, the Africa Gas Initiative has developed the scope of a two-components project. The first component deals with the economic side of butane development. Although several studies have been conducted on deforestation issues and the environment in SSA, lack of actual comparative economic costs of household energy at the user's stove, including biomass and commercial fuels, makes it difficult to accurately assess the full economic benefit brought by butane. Also, it is understood that one of the reasons why urban population, in particular newcomers, still keep relying on charcoal and woodfuel rather than shifting to commercial fuels, is the inability of many households to afford the upfront investment that consists of the bottle deposit, the first butane load and the dedicated stove.

2.15 Because of its geographical location and network of means of communication, Cote d'Ivoire is actually playing a role of provider for neighboring countries. The project proposed by the AGI therefore, while focusing on Cote d'Ivoire, is meant to shed light on the role that Abidjan could play as a sub-regional distribution hub for neighboring countries, whether landlocked, such as Mali, Niger and Burkina-Faso, or located on the coastline, such as Togo, Benin, Sierra Leone and Liberia. The project includes:

- review from existing studies and literature the potential market for butane in Cote d'Ivoire and selected neighboring countries that are already supplied through Abidjan;
- assess the economic costs, at the user's stove, of various household fuels, in particular charcoal and butane; particular attention will be paid to the transportation cost of charcoal (from production site(s) to Abidjan) and of butane (from Abidjan to major cities across the borders);
- evaluate the economic gap between fuels and how it is likely to evolve, considering the ever increasing distance where charcoal is produced, and the global economic and environmental benefit that developing butane would bring to the country's economy;
- determine the cost of the upfront investment for a typical household (deposit, butane load, gas stove), and how it compares to the economic benefit brought by butane over time;
- make recommendations on marketing options, including those experienced in other SSA countries, such as the 2.7-kg and / or the 6-kg cylinder; and
- evaluate financial instruments that would help households acquire the above-mentioned upfront equipment and thus shift to butane; compare the cost of the proposed option(s) to the economic and environmental benefit brought by butane.

2.16 While recent improvements are expected to significantly increase LPG sales on the domestic market, GoCI has expressed concerns about the technical conditions under

which the industry operates. Safety regulation and enforcement are considered inadequate and GoCI is willing to undertake a major overhaul of the regulatory system that governs downstream LPG operation. The second component proposes to assist GoCI in reviewing the technical and safety conditions that apply to installations, equipment, appliances and operating procedures with regard to storage, bottling, and particular attention to the transportation and end-uses. The component will (i) identify the issues, and (ii) make recommendations on basic principles and prepare the outline proposed for the new regulation. In particular, the component will include the following tasks :

- technical and safety audit of storage facilities and bottling plants, cylinders, transportation means,
- evaluation of skills and expertise of technical staff working in the installations,
- evaluation of the internal procedures and rules applied by the operators to LPG operation,
- review of current regulation and how it is enforced, and
- drafting the outline of the proposed regulation, presenting and discussing its main objectives, basic principles and the means to make it effective.

### **Institutional and Regulatory Framework**

2.17 Following the devaluation of the CFA Franc in January 1994, GoCI reinforced public sector reform policy as a central element of a strategy aiming at reducing and streamlining civil service, withdrawing the State from industrial activities, including “strategic” monopolies, as well as developing institutional capacity building. Power reform had been launched in 1990 with the creation of Compagnie Ivoirienne d’Electricité (CIE), a private consortium which took over operation -- but not the assets -- from ailing state-owned Energie Electrique de Côte d’Ivoire (EECI). In 1994, the same group was selected to build and operate, as CIPREL, the new gas-based Vridi power plant, one of the very first IPPs to be operational in SSA.

2.18 Now that power reform is on tracks, GoCI has undertaken the revamping of the status and mandate of the state-owned Société Nationale d’Opérations Pétrolières de Côte d’Ivoire (Petroci). Petroci has been broken down into four entities, including a holding company that will hold the State’s interests in three new operating companies. Downstream gas operation (both natural gas and LPG, as well as the new cylinders plant and the natural gas industrial network) are under the responsibility of Petroci-Gaz, while the other two are in charge of exploration and production, and “industrial activities and services”, respectively. However, so-called “privatization” would remain limited as GoCI wants to retain 51 percent of the equity of each of the three new operating companies, and sell only the remaining 49 percent to the private sector; it has already received expression of interest from several downstream gas groups in Europe, Canada and the US.

2.19 There is currently no institutional and regulatory framework for the downstream gas activity in Cote d’Ivoire. Regulation is performed according to specific

dispositions in the contractual arrangements that govern relationship between gas (and power) operators and the Government. As an example, all activities performed by the consortium led by Energy Ocean for Lion and Panthère operation, including oil and gas production, transmission and delivery, are considered a single operation. With regard to power generation, gas is purchased by a state agency (formerly the Fonds National de l'Énergie Electrique (FNEE), now dissolved), which receives electricity at the end of the transformation chain. Gas is actually not purchased by the agency but bartered against oil from Government's share. The agency delivers the gas free of charge to CIPREL, then receives electricity at the outlet of the power station and pays the fees charged by CIPREL to produce electricity. CIPREL (as well as CIE) acts as a provider of services; it holds no responsibility on gas supply and ownership – to that extent, it cannot be considered a full-fledged IPP. Arrangements with the Foxtrot consortium are reported to be similar.

2.20 Such ad hoc contractual arrangements may well fit a limited gas operation, which would not require a fully dedicated regulatory framework. They, however, are no longer suitable for the industry's expansion as soon as gas industry is developing, and more players are getting into the business. Development of Foxtrot have brought new players on both the production and the consumption sides, not to mention the large gas-based projects briefly presented above, which might join the gas industry later on. In addition, gas producers in Cote d'Ivoire are looking carefully at potential markets in neighboring Ghana, where various schemes aiming at developing gas-based power generation projects are being evaluated.

2.21 With regard to downstream gas activities, GoCI wants to develop the use of gas in the industrial sector. As mentioned above, Petroci has recently started to implement the first phase of a gas distribution network in the main industrial districts around Abidjan, in particular the harbor areas of Vridi and Treichville. A second phase is planned to supply more remote locations, such as Youpougou and Koumassi. Such type of projects requires the participation of international operators to ensure safe and sound operation, which is generally made easier when the institutional setting is there to mitigate risks and to allow smooth and efficient relationships between Government and operators, and between the operators (upstream/downstream) themselves.

### ***Framework for Gas Downstream Activities***

2.22 At GoCI's request, the AGI has performed a preliminary institutional study that highlights the basic principles intended to set the pace and prepare the agenda for the drafting of a future Gas Code. The purpose of the study was to analyze and define the fundamental principles of a future institutional and regulatory framework of gas downstream activities. In assisting GoCI in designing the project's outline, the main objective of the AGI was to enable this new activity -- the introduction of natural gas for the industrial sector and power generation -- to start up under the best auspices and then to develop in a sustainable manner. Also, the global scheme would help building the institutional capacity of Cote d'Ivoire, thus meeting a major objective of the program developed upon request of the World Bank's African Executive Directors.

2.23 The drafting of the Basic Principles, now completed, was the first step of a comprehensive institutional project, which complete scope includes three phased components :

- Phase 1: review and presentation of orientations and recommendations for the institutional and regulatory framework, with reference to gas transmission and distribution (completed),
- Phase 2: organization of an internal seminar to present and discuss the findings of Phase 1, and
- Phase 3: assistance in drafting the Gas Code.

2.24 The main conclusions and recommendations of the report (Phase 1) are summarized in Chapter 5 of the Main Report. The full text of the report (in French) is presented in the Annex of this Country Report. It presents the AGI's recommendations on:

- the future organization and structure of the gas industry, including the legal regime under which the gas operators should be established;
- the desired participation of private and possibly public operators, such as Petroci, and the required criteria to operate in a sound economic manner;
- the regulation of competition and access to the market, including fair access to transmission and distribution facilities; this includes the desired legal status of the future operation, such as concession, license, 'affermage', etc.
- the principles that should guide the gas tariff policy, as well as the method of setting and regulating tariffs; and
- the organization of the supervision and regulation of gas-related activities as a whole. Also, the study defines the objectives, the tasks and the organization of a new Regulatory Entity to be set up to monitor the proposed regulatory framework.

2.25 In Phase 2 (to come), the AGI recommends that the proposals and recommendations included in the Phase 1 report be circulated to all public institutions concerned by the institutional aspects of downstream activities, e.g., Ministries in charge of energy, economics, finance, industrial development, environment, etc.; public enterprises and agencies; and local governments. Upon GoCI's approval, participation of the gas industry's private sector, including those companies that already operate in Cote d'Ivoire as well as potential investors, together with professional associations representing potential industrial customers and Chambers of Commerce and Industry, would bring both transparency and credibility to the process. Representatives of above institutions and companies would then participate in an ad hoc Seminar to discuss the proposals, exchange views and eventually devise the outline of the future Gas Code. The expected benefit from the Seminar is three-fold : (a) it would disseminate the contents of the proposed reform to a significant number of concerned parties (in fact, all of those who will accept to assist), which might not be informed of it otherwise; (b) it would allow all parties to participate in

the preparation of the guidelines along which the Gas Code will be drafted; and (c) it would considerably speed up the process as all comments and proposals would be collected in a limited period of time, which should constructively contribute to the preparation of the Gas Code.

2.26 Phase 3 would be dedicated to assisting GoCI in drafting the Gas Code. Specific scope of assistance would be discussed and finalized in the time the Seminar takes place. In addition, Phase 3 would aim at strengthening the country's institutional capacity to implement and enforce the new institutional policy. Because the proposed regulatory framework is expected to change to a large extent the way the industry is currently regulated, Cote d'Ivoire will need to develop dedicated skills to operate under the new framework. Whatever its legal status, a new regulatory Authority is expected to be created in the near future; it will be in charge of both institutional and technical regulation for natural gas and LPG, along to (possibly) other sectors. It is likely that the Authority will require economic, legal and technical skills at higher and intermediate levels to elaborate, monitor and enforce the new regulation. Tentatively, Phase 3 would thus assist GoCI in (i) drafting job descriptions; (ii) drafting the job profiles for the future positions to be created; (iii) recruiting candidates, and (iv) providing dedicated training.





# Annex 1

---

## Principes et Options pour la Reglementation du Gaz Naturel

### Sommaire

A1.1 Le présent rapport a pour objet de présenter et de discuter les orientations possibles du nouveau cadre réglementaire proposé pour les activités aval de l'industrie gazière de la Côte d'Ivoire. Son propos est de constituer ainsi une plateforme de réflexion et de discussion pour les autorités chargées de l'élaborer et de le mettre en oeuvre. Pour chacun des principaux thèmes du futur cadre, il présente également les propositions et les recommandations de la Banque mondiale, basées sur l'expérience acquise dans d'autres pays qui ont décidé de mettre en place un nouveau cadre réglementaire. Une fois les grandes orientations approuvées par le pouvoir politique, la suite logique est la rédaction du "Code gazier", un ensemble de textes législatifs et réglementaires destinés à permettre l'application concrète du nouveau cadre. Le présent rapport présente donc les principes de base du futur Code, mais il n'a pas pour objectif d'en rédiger les termes.

### Contexte

A1.2 Le rapide développement de l'industrie gazière en Côte d'Ivoire a pour origine la réforme de la politique pétrolière entreprise au début des années 1990. Celle-ci a permis de relancer l'exploration et la production des ressources non seulement pétrolières, mais aussi gazières. En moins d'une décennie quatre projets amont et autant de projets aval (production d'électricité, distribution industrielle, voire exportations) auront été développés, ce qui place la Côte d'Ivoire dans le peloton de tête des pays d'Afrique subsaharienne pour la rapidité du développement de l'industrie des hydrocarbures. Au tournant du siècle, la consommation de gaz sur le seul marché ivoirien est estimée à 120 mmcf/d (soit environ 1,2 milliard m<sup>3</sup> par an) au minimum, et plus de 150 mmcf/d si le projet d'exportation vers le Ghana est confirmé.

A1.3 En amont, un projet est déjà opérationnel (Lion et Panthère) et un autre en cours de développement (Foxtrot). Deux autres (Kudu et Espoir) devraient voir le jour d'ici 2000. Lion et Panthère alimentent déjà deux centrales thermiques et la raffinerie d'Abidjan. Foxtrot et Kudu sont destinés en partie à l'approvisionnement de la centrale d'Azito dont la mise en service est prévue pour l'automne 1999, tandis qu'une partie du

gaz reste disponible pour d'autres projets, notamment la conversion des zones industrielles d'Abidjan et la seconde tranche de la centrale thermique de Takoradi au Ghana.

### **Pourquoi un nouveau cadre réglementaire ?**

A1.4 Les conditions contractuelles de l'*exploration* et de la *production* du gaz ("l'amont") sont traités dans les textes qui gèrent le secteur pétrolier. En revanche, le très récent développement de l'industrie gazière fait que les questions relatives au *transport*, à la *distribution* et à la *commercialisation* du gaz ("l'aval") ne font pas l'objet d'une réglementation spécifique; celle-ci est faite au cas par cas au niveau des contrats qui gouvernent les projets (réglementation par contrat). Cette organisation n'est pas préjudiciable à l'exploitation et à la commercialisation des ressources tant que l'industrie gazière reste le fait d'un très petit nombre d'acteurs. Mais en Côte d'Ivoire, cette situation évolue très vite. Le développement de l'industrie gazière se traduit par l'apparition de nouvelles sources d'approvisionnement et de nouveaux producteurs, comme elle se fait, logiquement, en direction de nouveaux marchés. La multiplication des schémas possibles production / transport / consommation qui en découlent peut conduire à des tensions ou à des pratiques préjudiciables au bon développement des activités. Ces pratiques peuvent émaner des opérateurs eux-mêmes (cartellisation, abus de position dominante, comportement prédateur), ou du pouvoir politique (intervention dans la gestion quotidienne et dans les plans de développement, tarification inadaptée). Dans tous les cas, elles nuisent à l'allocation optimale des ressources, donc à l'efficacité économique. Etablir une réglementation spécifique pour les activités aval, opposable à tous les acteurs économiques (opérateurs, consommateurs et Gouvernement), vise précisément à réduire ces risques en établissant les "règles du jeu" qui gouverneront ces activités.

A1.5 Fondamentalement, le cadre réglementaire a donc un double objectif : protéger les consommateurs contre d'éventuelles pratiques monopolistiques de la part des opérateurs, et favoriser le développement des investissements en offrant aux opérateurs l'assurance d'un cadre institutionnel clair et pérenne qui élimine les risques non commerciaux. Son objectif n'est en aucun cas de définir les orientations stratégiques et la politique énergétique nationales. Ces prérogatives sont et restent définitivement du ressort du gouvernement. Faisant partie du cadre institutionnel national, le cadre réglementaire ne peut être élaboré, mis en place et consolidé que par la volonté politique gouvernementale. Ses objectifs, sa structure et son contenu, de même que les missions et le fonctionnement de l'Autorité qui sera amenée à le mettre en place et à l'appliquer, sont, à l'origine, du ressort des pouvoirs exécutif et législatif, c'est-à-dire de corps politiques. A ce titre, la décision de créer un nouveau cadre réglementaire doit faire clairement partie des orientations stratégiques gouvernementales.

A1.6 Les orientations et principes de base du nouveau cadre, une fois approuvés, sont traduits concrètement dans le "Code gazier", qui doit comprendre trois ensembles de textes : (a) une loi-cadre qui définit les grands principes de la réglementation, concernant l'organisation du secteur, les règles de la concurrence et la politique tarifaire; elle est complétée par une série de décrets et / ou d'arrêtés d'application; (b) un texte type (loi ou décret) qui gouverne les relations juridiques entre puissance concédante et

cessionnaires; et (c) une loi qui établit les missions, la nature et le fonctionnement de l'Autorité chargée de mettre en oeuvre et de contrôler la bonne application du Code et des autres textes par les opérateurs réglementés et par l'Administration.

A1.7 Plus précisément, le Code gazier doit couvrir:

- l'organisation et la structure de l'industrie gazière,
- l'organisation de la concurrence entre opérateurs et de l'accès au marché,
- le cadre juridique des opérateurs, c'est-à-dire les relations entre la puissance concédante et les concessionnaires,
- l'établissement des tarifs, leur contrôle et les ajustements dans le temps, donc les principes qui gouvernent le mode de rémunération des opérateurs,
- l'organisation et l'exercice du pouvoir judiciaire dans la résolution des conflits entre parties concernées par les activités de l'industrie gazière,
- la nature, les missions et le fonctionnement de l'Autorité de réglementation (le Régulateur) chargée d'appliquer le Code gazier.

### **Organisation et structure. Concurrence et accès au marché**

A1.8 La réglementation gazière est conçue pour durer. Elle doit donc non seulement couvrir les situations qui existent déjà en Côte d'Ivoire, comme le transport *de facto* du gaz et sa commercialisation, mais également celles qui pourront exister dans le futur, qu'il s'agisse d'activités d'ores et déjà envisagées (distribution et exportation de gaz) ou techniquement envisageables, comme l'importation ou le stockage. En matière de *transport*, la solution "mixte" paraît le mieux adaptée à la Côte d'Ivoire. Dans cette configuration, l'opérateur reçoit une concession pour un itinéraire et une durée déterminés, mais il n'y a pas de concession de transport unique sur l'ensemble du territoire national. Il transporte du gaz pour le compte d'autrui (vendeur ou acheteur), et perçoit un péage pour sa rémunération, à la manière d'un exploitant d'autoroute. Il a également la possibilité d'acheter du gaz pour son compte, et de le revendre à ses propres clients (gros consommateurs, distributeurs). Ces deux activités, transport et commercialisation, sont conduites de façon équitable et sont transparentes sur les plans tarifaire et comptable. La capacité excédentaire du gazoduc est ouverte à d'autres acheteurs ou vendeurs qui peuvent emprunter le gazoduc moyennant un péage non discriminatoire; l'opérateur ne peut pas refuser de transporter du gaz dans son gazoduc tant qu'il n'est pas saturé.

A1.9 Le *distributeur* bénéficie d'un monopole géographique et temporel sur le territoire dont il a obtenu la concession. Ce monopole s'applique à la distribution physique du gaz, mais non à sa commercialisation. Un vendeur (producteur ou transporteur) peut vendre directement du gaz à ses propres clients, mais il ne peut construire et exploiter une canalisation pour son compte ou celui de ses clients. Il doit passer par le distributeur, qui lui facture un péage non discriminatoire; en contrepartie, le distributeur ne peut refuser de distribuer du gaz pour le compte d'autrui tant que son réseau n'est pas menacé. De même

il ne peut refuser de construire une canalisation, pour laquelle il percevra un péage fondé sur le coût réel de construction et d'exploitation.

A1.10 Dans une structure largement décentralisée comme celle qui est proposée, il est nécessaire que les opérateurs soient le plus indépendants possible, et que chacun ne déborde pas sur le territoire d'un autre. Ceci afin d'éviter les conflits d'intérêts et les pratiques contraires à la concurrence. Par exemple, un producteur ou un acheteur (ou groupe d'acheteurs) ne doit pas pouvoir détenir un intérêt de contrôle chez un transporteur, au risque de bénéficier de conditions de transport plus favorables que les tiers. Un autre risque est que le développement d'un transporteur contrôlé (par exemple) par un producteur soit soumis à la stratégie du producteur, et non à la logique propre de tout transporteur qui est de développer son réseau pour étendre son marché.

### **Réglementation économique**

A1.11 L'établissement de la politique tarifaire (structure tarifaire et niveaux des tarifs) est du ressort des opérateurs, qui se fondent sur leurs prévisions d'investissements, de dépenses et de ressources pour établir leurs tarifs. Mais la politique tarifaire est contrôlée et doit être approuvée par l'Autorité de réglementation (le Régulateur), dont c'est une principales missions. Outre l'examen des plans de développement et de ressources, l'un des critères de base pour déterminer les tarifs est le mode de réglementation tarifaire retenu. Il en existe plusieurs modèles. Les principes et techniques de réglementation qui sous-tendent ces activités sont similaires pour le transport et la distribution du gaz.

A1.12 Dans le cas d'une industrie gazière naissante, le modèle le mieux adapté est celui de la réglementation par le *coût de service*. Les tarifs sont fixés de manière à permettre aux utilisateurs d'obtenir le service dont ils ont besoin à un coût raisonnable, et aux investisseurs de recouvrer leurs frais et de tirer un rendement acceptable du capital qu'ils ont investi et du risque qu'ils ont pris dans la construction ou la reprise d'un gazoduc ou d'un réseau de distribution. Les tarifs sont établis à partir des prévisions du débit et du volume de gaz acheminé par le réseau concerné (contrôle des ressources), et du coût global de cette activité (contrôle des dépenses). Sont inclus dans le calcul du coût du service les charges de remboursement de la dette, les frais d'exploitation, les charges fiscales, les provisions pour renforcement et extensions, et le rendement du capital des investisseurs.

### **Compatibilité avec la politique gouvernementale**

A1.13 Lors des demandes d'octroi de concession, le Régulateur contrôle l'aptitude professionnelle et financière des candidats et conseille l'Administration chargée de l'octroi (si le Régulateur n'en est pas chargé lui-même). Il examine les plans de développement et de ressources des opérateurs, sur lesquels il se prononce et qu'il peut refuser ou modifier. Il s'assure également que les plans qui lui sont soumis sont compatibles avec le niveau des ressources en gaz (nationales ou importables) et qu'ils ne vont pas à l'encontre de la stratégie gouvernementale concernant la mise en valeur et, le cas échéant, la politique de conservation et d'harmonisation des ressources nationales. Cet aspect est notamment important pour les projets d'exportation de gaz.

## L'Autorité de réglementation (le Régulateur)

A1.14 Dans un cadre institutionnel classique, l'Administration, expression du pouvoir politique, exerce un triple tutelle : politique (définition de la stratégie et des orientations à long terme; choix des dirigeants), financière (contrôle -- et parfois établissement -- du budget; fixation des tarifs; octroi de subventions), et technique (normes d'utilisation des installations). Le problème majeur d'un tel cadre tient à ce qu'il ne sépare pas clairement le politique de l'économique (le professionnel), ni l'exécution des tâches de son contrôle. Alors qu'il est légitime qu'une entreprise qui opère dans un domaine qui touche à la notion de service public, réponde aux orientations définies *en amont* au niveau politique, il est nécessaire que l'intervention politique s'arrête à ce stade et que la gestion quotidienne de l'entreprise s'exerce de façon autonome.

A1.15 Pour remédier à ces problèmes, la meilleure option est de confier à une entité aussi autonome que possible les aspects non stratégiques de la réglementation, en particulier la fixation et le contrôle de la politique tarifaire et des tarifs. Le rôle du Régulateur consiste à mettre en oeuvre et à faire appliquer le Code Gazier. Bien qu'il n'y ait pas de "modèle-type" que l'on retrouverait dans une majorité de pays où il existe un tel Régulateur, il existe un certain consensus sur la répartition des prérogatives et compétences entre instances politiques et Régulateur. On peut identifier clairement un "noyau dur" d'attributions du Régulateur, qui constitue en quelque sorte le dénominateur commun de la majorité d'entre eux (voir tableau 1).

A1.16 Pour des raisons qui tiennent à l'efficacité économique (économies d'échelle) mais aussi à l'interpénétration croissante des domaines énergétiques et des acteurs du secteur, il serait plus efficace que le Régulateur ait au minimum une compétence sectorielle, voire multi-sectorielle. Il peut couvrir ainsi non seulement les activités aval du gaz, mais aussi le sous-secteur de l'électricité, voire la distribution de l'eau et certaines activités de la distribution des produits pétroliers. Dans le domaine du gaz et de l'électricité notamment, un Régulateur unique permet de prendre des décisions équilibrées et cohérentes dans des dossiers qui concernent les deux sous-secteurs au même titre, comme la production électrique sur gaz et la cogénération. Il permet également d'avoir une vue d'ensemble du secteur et d'oeuvrer efficacement en respectant les choix stratégiques énoncés par le pouvoir politique.

A1.17 Pour exécuter sereinement les missions qui lui auront été confiées par le pouvoir politique, le Régulateur a besoin d'être aussi indépendant (autonome) que possible, et son degré d'indépendance garanti dans la loi qui l'établit. Idéalement, il devrait se situer à égale distance des agents économiques concernés : opérateurs, consommateurs et Gouvernement. Dans les faits, son degré d'indépendance sera concrétisé à trois niveaux :

A1.18 *Nomination des membres.* Ils seront choisis par le pouvoir politique (exécutif et législatif, voire judiciaire si la mission d'arbitrage lui est confiée), ce qui est non seulement inévitable, mais aussi logique dans la mesure où la création de cette institution est un choix de nature politique. Nommés pour une période de temps

déterminée, ils doivent rester inamovibles pendant cette période, et leur nomination doit accorder une large place aux qualifications professionnelles.

A1.19 *Situation par rapport au pouvoir politique.* Entre un simple département ministériel et une Agence largement indépendante, il existe un vaste spectre de configurations possibles. Entre ces deux situations extrêmes, on peut envisager trois niveaux d'autonomie :

- une instance de réglementation autonome au sein d'un département ministériel à compétence générale, non sectorielle, tel le Ministère du Plan ou de l'Economie, ou directement sous l'Autorité du Premier Ministre,
- une Agence dotée d'une certaine autonomie, dans laquelle une ou plusieurs administrations participent au processus de décision,
- une Agence dotée d'une vaste autonomie dans le processus de décision, mais qui laisse ouverte une procédure d'appel extérieure (par exemple auprès d'une instance judiciaire ou du gouvernement).

A1.20 *Moyens de fonctionnement.* Le volume de personnel consacré au fonctionnement du Régulateur doit demeurer modeste, mais il doit être extrêmement qualifié. Il comporte des compétences *techniques* pour la compréhension des problèmes d'exploitation rencontrés par les opérateurs, *économique* et *financière* pour la réglementation économique, *administrative* et *juridique* pour les autres domaines ainsi que pour les relations avec les pouvoirs publics. Pour renforcer l'autonomie du Régulateur, et ne pas peser sur les finances publiques, les ressources financières seront extérieures au budget général de l'Etat (taxe spécifique levée sur les opérateurs, qui ont l'autorisation de la répercuter sur les consommateurs).

**Tableau A1.1 - Domaines réglementés et compétences du Régulateur**

<i>Domaines réglementés</i>	<i>Compétences</i>
Orientations stratégiques du secteur	Pouvoir politique (le Régulateur peut alors avoir un rôle consultatif de suggestions et conseil)
Investissements publics	
Restructuration du secteur, privatisations	
Code des investissements	
Politique fiscale et subventions	
Octroi de concessions et licences	Pouvoir politique (fréquemment) ou Régulateur sont également envisageables
Définition des normes techniques et financières pour les opérateurs candidats à l'exercice d'une activité réglementée	Régulateur
Evaluation des capacités des candidats en fonction des normes établies	
Contrôle de l'exercice des concessions et licences; de la conformité du développement réel avec les plans de développement initiaux	
Réglementation économique (établissement, application et ajustement des tarifs; approbation et contrôle des investissements et des plans de ressources des opérateurs)	
Contrôle de la structure et de la propriété des actifs des opérateurs	
Contrôle du respect des règles de concurrence et d'accès au marché	
Etablissement et application des normes et standards opérationnels techniques, de sécurité et environnementaux	Administrations techniques concernées ou Régulateur
Arbitrage des conflits	Régulateur (de préférence) ou tribunal administratif. Compatibilité avec les règles constitutionnelles et l'organisation du pouvoir judiciaire
Appel (si procédure d'appel inscrite dans le Code gazier)	Autre instance judiciaire (tribunal administratif) ou Administration.





# Annex 2

## Le contexte énergétique

### Contexte macro-économique

A2.1 En janvier 1994, quatorze pays africains de la zone franc, dont la Côte d'Ivoire, ont procédé à la dévaluation du Franc CFA. Peu après, l'État ivoirien a mis en œuvre un programme rigoureux de réformes économiques et d'ajustement structurel. L'augmentation en flèche de l'inflation consécutive à la dévaluation a été jugulée rapidement car l'État a maîtrisé fermement les salaires nominaux et certains prix de base, et a appliqué une retenue considérable en matière de politique budgétaire et monétaire. Les indicateurs pour 1996 (tableau 1.1) montrent que la politique poursuivie a commencé à produire des résultats positifs dès l'année qui a suivi la dévaluation.

**Tableau A2.1 – Principaux indicateurs macro-économiques**

Principaux Indicateurs	1994	1995	1996
Taux d'inflation (%)	32	8	3,5
Taux de croissance économique (%)	1,8	7	7,4
Investissement (milliards de FCFA)	473	641	771
Investissement (% du PIB)	11,1	12,9	14,2
Balance commerciale (milliards de FCFA)	+ 747	+ 626	+ 773
Produit intérieur brut (PIB) (milliards de FCFA)	4256	4988	5412
PIB par habitant (milliers FCFA)	302	351	368

A2.2 Le développement de l'utilisation du gaz naturel en Côte d'Ivoire s'effectue dans un contexte de profonds changements, qui affectent aussi bien la scène internationale que la Côte d'Ivoire – changements dont il n'est pas toujours facile de prévoir l'ampleur et l'orientation à moyen et long terme. Ces changements doivent cependant être étudiés avec une extrême attention, puisqu'ils vont déterminer, pour une bonne part, les futures orientations du Gouvernement.

## L'influence des changements internationaux

A2.3 Sur la scène internationale, trois phénomènes, qui ont pris naissance au début des années quatre-vingt, ont bouleversé les conditions de fonctionnement des marchés de l'énergie, et par la même occasion, la notion-même de planification énergétique qui gouvernait l'économie jusque là de l'énergie dans la quasi-totalité des régions du monde.

### La « déréglementation<sup>3</sup> »

A2.4 Le premier phénomène n'est pas spécifique du secteur énergétique, mais concerne l'organisation de l'activité économique du vaste domaine des infrastructures dans son ensemble : énergie, transports, télécommunications, eau et assainissement. Après avoir pris naissance dans les pays anglo-saxons industrialisés, la déréglementation s'est étendue à l'Europe continentale sous la pression de la Commission Européenne, et à un nombre grandissant de pays en développement, notamment en Amérique latine. Initié par la pression considérable menée par certains pays et institutions multilatérales en faveur de l'ouverture des marchés et de la libéralisation des échanges économiques, le phénomène a particulièrement affecté le sous-secteur des énergies de réseaux (transport et distribution du gaz et de l'électricité notamment), ainsi que les modes d'établissement et de contrôle des prix et des tarifs des produits énergétiques -- y compris les produits pétroliers -- jusqu'alors très fortement réglementés.

A2.5 Les réformes structurelles sont liées à une modification récente mais profonde de l'organisation des rapports économiques et sociaux, qui engendre une nouvelle perception des missions et des responsabilités attribuées jusqu'alors à certains acteurs économiques, notamment publics. Cette nouvelle situation est illustrée par un ensemble de phénomènes concomitants car étroitement liés, brièvement décrits ci-dessous, dont le développement bouleverse l'économie politique de l'ensemble des pays de la planète :

- la prédominance accrue des marchés par rapport à l'intervention de l'Etat, dont le rôle de régulateur unique est ainsi remis en cause. Ce rôle ne devrait demeurer, directement ou par le biais d'une autorité réglementaire, que pour les monopoles naturels,
- la priorité de fait accordée au court terme par rapport au long terme, dans la mesure où les intervenants, sur les marchés, ont tendance à privilégier la rentabilité immédiate,
- l'effacement de la notion de planification à long terme, telle qu'elle était conduite par les administrations publiques ou les monopoles nationaux du secteur, au profit d'opérations ponctuelles largement décentralisées. Cette tendance est accélérée par l'évolution technologique qui permet, notamment

---

<sup>3</sup> On utilise souvent le terme de "déréglementation" (*deregulation* en anglais) pour qualifier le mouvement global de réformes structurelles qui affectent le secteur dans son ensemble, bien que le concept de déréglementation lui-même ne soit que l'un des aspects de ces réformes.

dans le secteur électrique, de construire et d'exploiter rapidement des unités de production bon marché, relativement peu capitalistiques, et à rentabilité rapide comme les turbines à gaz et les centrales à cycle combiné,

- la globalisation des enjeux énergétiques, l'interpénétration d'activités auparavant très cloisonnées et strictement contrôlées par les opérateurs (par exemple : gaziers intervenant sur le marché de la production électrique, gaziers "aval" s'orientant vers l'"amont", etc.), et l'apparition de nouveaux acteurs multi-énergie,
- la banalisation de l'énergie, de moins en moins considérée comme un bien essentiel, et traitée de plus en plus fréquemment comme un produit commercial ordinaire et interchangeable, sans réel enjeu stratégique.

### ***L'environnement***

A2.6 En deuxième lieu, une pression importante provient d'une prise de conscience des questions environnementales, telles que l'accumulation accélérée de gaz à effet de serre et les changements climatiques qui en résultent, et une sensibilité de plus en plus grande à la notion de pérennité de notre environnement, de protection de la qualité de vie des générations futures; cette orientation est cristallisée et résumée dans le concept de développement durable.

### ***L'offre et la demande en énergie***

A2.7 Troisième phénomène : les marchés énergétiques mondiaux sont caractérisés par un surplus structurel de l'offre sur la demande. Ce surplus se reflète sur les prix (voir la chute des cours du brut depuis l'automne 1997) et affecte directement ou indirectement la répartition de la demande selon les différentes formes d'énergie. Une telle situation s'explique par une série de facteurs. D'une part les capacités de production des formes d'énergie conventionnelles ont fortement augmenté, tandis que l'on assistait à la multiplication des alternatives accessibles aux consommateurs pour répondre à leurs besoins. D'autre part l'augmentation et l'amélioration des filières et des technologies disponibles est allée de pair avec la mise au point de nouveaux modes de production et de consommation d'énergie – par exemple, les centrales à cycles combinés au gaz naturel et les appareils de consommation économes en énergie.

A2.8 L'inconnue réside ici dans la permanence de cette conjoncture. Pour certains, le rôle accru des marchés et le renforcement de la concurrence assureront l'abondance des ressources énergétiques. Pour d'autres, le ralentissement des économies d'énergie dû au bas prix de l'énergie -- si la tendance se poursuit -- et le renoncement à certains investissements à long terme qui en découlerait, pourraient, plus rapidement qu'on ne le pense réinscrire les cours à la hausse.

## Les changements en Côte d'Ivoire

A2.9 Les trois phénomènes évoqués ci-dessus ont des implications directes sur le secteur énergétique ivoirien, très ouvert sur l'extérieur et géographiquement intégré à la problématique africaine. La situation énergétique de la Côte d'Ivoire est cependant également affectée par des préoccupations spécifiques, qui constituent elles aussi autant de changements – dans certains cas majeurs – au contexte vécu jusqu'ici :

- la croissance de la demande énergétique : avec un taux de croissance de la population de 3,5 %, une consommation énergétique par habitant encore modeste, combinés au taux de croissance de l'économie, le niveau de consommation par habitant devrait connaître une forte croissance à moyen terme,
- les besoins importants en capitaux pour desservir la demande croissante anticipée : à eux seuls, les investissements requis pour la production d'électricité sont estimés à plus d'un milliard de dollars pour les 10 prochaines années. Bien que cette somme ne représente que 10% du PNB, la Côte d'Ivoire n'a pas la structure institutionnelle et financière qui lui permettrait de financer un tel montant,
- la nécessité d'attirer des capitaux étrangers et d'accélérer la privatisation du secteur public afin d'augmenter la part des investissements privés dans les investissements domestiques bruts (64,1% en 1995), la valeur totale du marché boursier (8,6% du PNB en 1995), et d'améliorer la cote de crédit du Gouvernement telle qu'évaluée par les institutions financières,
- la concurrence accrue sur les produits et les services ivoiriens impliquant, entre autres, la nécessité d'éliminer les subventions et d'assurer que les prix des différentes formes d'énergie, tout en étant maintenus à un niveau minimum, reflète les coûts véritables.

## Structure du secteur

A2.10 Comme dans la majorité des pays riverains du Golfe de Guinée, l'approvisionnement en énergie repose sur les trois piliers que sont les hydrocarbures, l'hydroélectricité et la biomasse. La consommation totale d'énergie primaire atteint 4,1 millions tep (mmtep) dont 1,4 mmtep d'énergie commerciale<sup>4</sup> (35 %). La consommation totale par habitant (1995) est de 294 kgep par habitant. La consommation d'énergie commerciale a chuté de 30 % depuis le pic de 1988-89, pour n'atteindre que 98 kgep, une valeur légèrement supérieure à celle de l'Angola (89 kgep) et du Ghana (92 kgep), mais inférieure à celle du Sénégal (102 kgep) et du Cameroun (117 kgep).

---

<sup>4</sup> C'est-à-dire hors biomasse.

## **Biomasse**

A2.11 La biomasse (bois de chauffe et charbon de bois) représente encore les deux tiers de la consommation énergétique totale (90 % dans le secteur résidentiel). Les réserves forestières abondantes ont été par le passé la principale source d'énergie (plus de 2/3 de la consommation totale); toutefois l'exploitation intensive des réserves pour la production de charbon de bois, et la déforestation qui s'ensuit (le charbon de bois provient du déboisement de la forêt au rythme de 250 000 hectares/an, pour un reboisement de 5 000 hectares/an) mettent en danger la pérennité de cette source d'énergie et affecte dangereusement l'environnement. Tandis que le bois de chauffe continue d'être le combustible le plus utilisé dans les zones rurales, le charbon de bois est surtout destiné aux grandes agglomérations. Du fait de la déforestation, les zones de production sont de plus en plus éloignées des grands centres de consommation, tel Abidjan (entre 100 et 150 km actuellement); l'incidence du coût de transport a tendance à rendre le coût économique du charbon de bois plus élevé pour l'utilisateur, à la calorie utile, que le GPL en bouteille.

## **Hydrocarbures**

A2.12 La Côte d'Ivoire est devenue un pays pétrolier au début de la décennie 1970, époque à laquelle de nombreux opérateurs internationaux ont conduit une intense activité d'exploration (100 puits forés dans les deux décennies 1970-80), notamment dans l'offshore. La production d'huile a commencé peu après, avec la mise en exploitation des petits gisements de Bélier (1974, épuisé) et Espoir (1979, actuellement inactif). Mais à la différence des pays producteurs "intermédiaires" (Cameroun, Gabon, Congo), la production ivoirienne est restée à un niveau modeste, culminant à 28 000 barils/jour - bpd (1,4 million de tonnes - mmt) en 1986 pour retomber autour de 4 000 bpd (0,2 mmt) à la fin de la décennie. Au début des années 1990, la mise à jour de la fiscalité des investissements permet d'attirer de nouveaux investisseurs, et en Septembre 1996, le gouvernement révisé le code des hydrocarbures pour permettre la mise en valeur des ressources en mer profonde, autorisant la récupération de jusqu'à 75 % des coûts de développement et accordant de nouvelles incitations fiscales. Six opérateurs ont signé depuis lors des accords de partage de production (PSC). Les réserves sont estimées à 100 millions de barils - mmb (environ 14 mmt) de liquides et 1,5 Tcf (42 milliards m<sup>3</sup>) de gaz.

A2.13 Depuis l'automne 1995 un consortium emmené par l'indépendant américain United Meridian (*UMIC*<sup>5</sup>), opérateur, exploite deux gisements du bloc offshore CI-11, Lion (huile) et Panthère (gaz), situés à 80 km au sud-ouest d'Abidjan. La production de brut et de gaz est de 20 000 bpd (1 mmt/an), et 65 millions de pieds cubes/jour - mmcfd (650 millions de m<sup>3</sup>/an), respectivement. UMIC détient 28 % du bloc, aux côtés de Yukong, Seagull et la société nationale Petroci. Il possède également des intérêts dans trois autres blocs offshore où des réserves, notamment de gaz, ont été identifiées. UMIC détient ainsi 35 % dans le premier bloc attribué en mer profonde, Entente, aux côtés de

<sup>5</sup> Pour des raisons de simplicité, les consortiums sont désignés par leurs opérateurs (UMIC, Apache, Ranger.).

Shell (55 %) et Petroci (10 %). Opérateur pendant la phase d'exploration, UMIC laissera Shell opérer ensuite si une découverte commerciale est faite.

A2.14 Un second consortium, dont l'opérateur est un autre indépendant américain, *Apache*, a repris les droits de Phillips pour l'exploitation du gisement de gaz de Foxtrot, découvert en 1981 et situé sur le bloc CI-27, immédiatement à l'est de Lion et Panthère. La mise en production conduira à une production de 50 mmcf/d (520 millions m<sup>3</sup>/an) de gaz et 1 500 bpd (75 000 t/an) de liquides dans une première étape; les réserves ont été estimées à 700 bcf (20 milliards m<sup>3</sup>) de gaz, et un maximum de 67 mmb (environ 9 mmt) de liquides.

A2.15 Le gisement Espoir, abandonné par Phillips en 1988 avant d'avoir été épuisé, du fait de coûts de production jugés trop élevés, pourrait être remis en exploitation par un consortium mené par le canadien *Ranger Oil* (24 %), opérateur, associé à l'Irlandais Tullow, au Suisse Addax et à Petroci. Les réserves récupérables sur ce bloc CI-26 sont estimées par l'opérateur à 237 bcf (environ 6,6 milliards m<sup>3</sup>) de gaz et 430 mmb (environ 60 mmt) de liquides. Ranger prévoit d'investir US\$250 million pour rendre le gisement opérationnel à partir de 2000, avec une production initiale prévue de 20 à 25 000 bpd. Ranger a également pris une part de 24 % dans le bloc haute mer CI-102, associé à Gulf Canada, Engen (Afrique du Sud), Gentry, TC Petroleum et Petroci. Les mêmes partenaires, à l'exclusion d'Engen, sont associés sur les blocs adjacents CI-101 et 103. Enfin, *Santa Fe Resources* (USA) a obtenu un PSC pour les blocs CI-24, où se trouve Béliér, puis CI-202.

A2.16 A côté des opérateurs privés de l'exploration-production, le principal acteur du secteur est la Société Nationale d'Opérations Pétrolières de Côte d'Ivoire (*Petroci*) qui détient notamment les participations publiques dans les consortiums de production et dans les activités pétrolières (mais pas gazières) en aval. La Petroci est ainsi présente à hauteur de respectivement 40 % et 20 % dans les champs de Lion et Panthère, ainsi que 40 % dans Foxtrot. Elle détient également des participations dans les blocs non encore en exploitation, soit 35 % dans le bloc CI-12 (UMIC opérateur), 12 % dans CI-102 et 10 % dans Espoir. Dans l'aval, Petroci détient 46 % dans la SIR (Société Ivoirienne de Raffinage), aux côtés des États ivoirien (1,5 %) et burkinabe (5,5 %) et de six distributeurs pétroliers privés (entre 4 à 10 % chacun). La SIR exploite la seule raffinerie du pays, située dans la banlieue portuaire d'Abidjan, d'une capacité de 3 million de tonnes par an. Elle détient le monopole du raffinage et de l'importation des produits pétroliers. Un projet de privatisation partielle est en cours d'étude, qui pourrait se traduire par un triplement de la capacité de raffinage. L'objectif du gouvernement est d'augmenter sensiblement les capacités de stockage de produits raffinés de façon à faire d'Abidjan le "hub" de l'Afrique occidentale.

A2.17 Petroci est engagée depuis novembre 1997 dans une profonde restructuration qui comprend la constitution de trois filiales opérationnelles chargées respectivement de l'upstream (Petroci Exploration-Production), des affaires industrielles (Petroci Industrie-Services), et du gaz (Petroci-Gaz, pour le GPL et le gaz naturel), sous le couvert d'une société holding qui prendra le nom de Petroci-Holding. L'État doit conserver la majorité du capital des trois filiales, dont le reste sera offert au secteur privé.

A2.18 Les prix des produits pétroliers sont indexés sur les cours mondiaux. Toutefois, ils subissent une majoration de 15 % pour permettre à la raffinerie d'amortir les importants investissements mis en place par la SIR. Il est prévu que ce supplément, de nature temporaire, sera supprimé en 1999. Les prix de vente au détail ont été libéralisés en 1996, à l'exception du butane vendu en bouteille et du pétrole lampant, qui sont fixés par arrêté interministériel après consultation des représentants du groupement professionnel des distributeurs de produits pétroliers (GPP) et des différents ministères concernés. Lors de la dernière révision (juillet 1997), la nouvelle grille de prix a intégré les revendications des distributeurs en leur accordant une augmentation significative de leur marge bénéficiaire; celle-ci devrait permettre aux distributeurs de GPL, dont l'activité a longtemps été handicapée par des marges négatives, de connaître un développement en rapport avec la très forte demande potentielle.

### **Electricité**

A2.19 Avec 2313 GWh en 1995 (165 kWh par habitant), la consommation d'électricité a retrouvé son pic de 1989-90, et se situe dans la moyenne de l'Afrique subsaharienne. Longtemps dominée par l'hydraulique, la production thermique représente actuellement la moitié de la puissance installée et assure depuis 1993 la majorité de la production (60 % en 1995). Il s'agit là d'une tendance lourde qui verra la quasi-totalité de l'accroissement du parc de production reposer dorénavant sur le thermique, en particulier les turbines à cycle ouvert et les centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz. Autre fait marquant, la Côte d'Ivoire est désormais auto-suffisante, après une longue période d'importations, parfois massives, seulement interrompue entre 1986 et 1989.

A2.20 Le sous-secteur électrique a connu de profondes transformations depuis la réforme initiée en 1990, qui a vu la privatisation de la quasi-totalité de l'industrie électrique. Le transport et la distribution d'électricité, ainsi qu'une partie de la production, sont désormais assurés sur l'ensemble du territoire par la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), qui a repris les activités -- mais pas les actifs -- de l'ancien monopole public EECI<sup>6</sup>. La CIE est un consortium privé conduit par Electricité de France<sup>7</sup> (EDF) et la Saur<sup>8</sup>, filiale du groupe Bouygues. Titulaire d'un contrat d'affermage, la CIE gère les réseaux et vend l'électricité pour le compte de l'Etat. Elle utilise les installations de l'EECI, pour lesquelles elle verse une redevance, et est rémunérée pour le service rendu. EECI, outre la conservation de la propriété des actifs, exerce une fonction de contrôle du respect du cahier des charges.

A2.21 En amont, le secteur privé intervient désormais dans la production thermique. La Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité (Ciprel), constituée par les mêmes partenaires que la CIE, exploite depuis l'automne 1995 à Vridi trois turbines à gaz fonctionnant au gaz naturel, de 33 MW chacune. Cette première tranche a été complétée au printemps 1997 par une quatrième unité de 120 MW. Bien que proche du

<sup>6</sup> Energie Electrique de Côte d'Ivoire

<sup>7</sup> Via sa filiale ivoirienne Enerci (Energie de Côte d'Ivoire)

<sup>8</sup> Via sa filiale ivoirienne SECI (Saur Energie de Côte d'Ivoire)

concept d'IPP, la Ciprel n'a pas la responsabilité de l'approvisionnement en gaz naturel, assuré par une agence d'Etat et fourni gratuitement à la Ciprel pour transformation (voir para. 2.14). La moitié de la capacité de production nationale est actuellement d'origine thermique (604 MW sur 1140 MW); la proportion passera aux deux-tiers lors de la mise en service de la centrale à cycle combiné d'Azito (432 MW) dont la première tranche devrait être mise en service à l'automne 1999.

**Tableau A2.2 - Bilan énergétique simplifié (1995)**  
(milliers de tep)

	<i>Pétrole brut</i>	<i>Produits pétroliers</i>	<i>Hydrau- lique</i>	<i>Electri- cité</i>	<i>Bio- masse</i>	<i>Total</i>
<i>Approvisionnement</i>						
Production locale	351		84		2757	3192
Solde des échanges	1837	(612)		3		1228
Soutes marines		(168)				(168)
Variations de stocks	(114)	(20)				(134)
Energie primaire	2075	(799)	84	3	2757	4119
<i>Transformation</i>						
Production électrique		(290)	(84)	199		(175)
Traité à la SIR	(2157)	2057				(100)
Variations et pertes	82	(128)		(10)	(216)	(272)
Consommation finale		840		191	2541	3572
Industrie		159		64	543	766
Transport		510				510
Résidentiel/commerc ial		92		124	1998	2214
Autres		80		4		84

Source : AIE / OCDE



# Annex 3

---

## Situation et perspectives de l'industrie gazière

### Ressources

#### *Réserves et production*

A3.1 Les réserves gazières ivoiriennes restent modestes, autour de 1,25 Tcf (35 milliards m<sup>3</sup>) de réserves confirmées, dont plus de la moitié pour Foxtrot. Loin de constituer un handicap, leur taille, leur situation et leur durée de vie sont, de fait, bien adaptées à la desserte du marché local et des marchés frontaliers. Situées en totalité en zone offshore, elles sont réparties sur 14 gisements situés dans 7 blocs détenus par 3 consortiums (UMIC, Apache et Ranger). Dix gisements contiennent majoritairement du gaz; dans les quatre autres, le gaz est associé à de l'huile. Deux gisements sont en cours de production, cinq en cours de développement ou d'évaluation. Les réserves gazières établies et récupérables des gisements du bloc CI-11 (Panthère et le gaz associé de Lion), exploités par UMIC, sont estimées à 245 bcf (environ 7 milliards m<sup>3</sup>). Le niveau de production actuel est de l'ordre de 65 mmcf/d en base (675 millions m<sup>3</sup>/an), destiné à la production d'électricité et à la raffinerie (voir ci-dessous). En outre, UMIC est opérateur sur les blocs offshore CI-01 et CI-02 situés à l'est de la Côte d'Ivoire, CI-01 étant adjacent à la frontière avec le Ghana. Les réserves récupérables des gisements concernés (Kudu, Eland et Ibex pour CI-01; Gazelle pour CI-02), sont établies à 303 bcf (8,6 milliards m<sup>3</sup>). UMIC a commencé les opérations d'évaluation de Kudu, qui pourrait conduire à la production de 75 mmcf/d (780 millions m<sup>3</sup>/an) de gaz destiné aux marchés ivoirien et ghanéen. En ce qui concerne Foxtrot (Apache), la plate-forme de production est en cours de construction et la mise en service des installations est prévue pour février 1999. Les réserves récupérables sont estimées à 700 bcf (20 milliards m<sup>3</sup>).

A3.2 En avril 1997, les deux consortiums (UMIC et Apache) ont signé un contrat pour la fourniture de 170 bcf chacun (environ 5 milliards m<sup>3</sup>) répartis sur 10 ans, à raison de 30 mmcf/d (310 millions m<sup>3</sup>/an) les deux premières années, et 50 mmcf/d (520 millions m<sup>3</sup>/an) à partir de la troisième année. Le gaz proviendra de Kudu, Eland et Gazelle (UMIC) et Foxtrot (Apache). Les livraisons sont prévues pour le début 1999.

## **Transport**

A3.3 Le gaz et l'huile de Lion et Panthère sont transportés jusqu'au terminal de Vridi (Abidjan) par deux canalisations parallèles de 90 km de long, dont 15 km offshore. Le gazoduc, de 14" de diamètre exploité à 800 psi (55 bar), peut fournir jusqu'à 110 mmcf/d (1,15 milliard m<sup>3</sup>/an), c'est-à-dire qu'il est actuellement utilisé en-deca de sa capacité.

A3.4 Dans chacun des deux contrats actuellement opérationnels (Lion-Panthère et Foxtrot), la propriété des installations et leur exploitation sont intégrées verticalement; la gestion économique et comptable du projet est globale, elle ne différencie pas les fonctions production et transport. Ainsi, il n'existe pas de prix de cession interne à la sortie de la plate-forme, mais un prix unique de vente du gaz à l'acheteur à la sortie du système. Ce schéma intégré, logique dans le cadre d'une opération unique, peut se révéler rapidement inefficace au fur et à mesure que l'industrie gazière se développe et se diversifie, en particulier si les producteurs se désengagent de leurs activités de transport. De fait, la nécessité d'un cadre réglementaire pour le transport du gaz est illustrée par plusieurs problèmes récents :

- utilisation sub-optimale des capacités en cas de désaccord entre opérateurs. Une première illustration est fournie par l'échec des négociations entre Apache et UMIC pour l'utilisation par Apache du réseau de transport de UMIC, pourtant sous-utilisé. Apache a donc décidé de construire son propre système pour transporter le gaz et l'huile associés extraits de Foxtrot, situé à une dizaine de kilomètres seulement de Panthère. Les canalisations courent en parallèle à celles de UMIC sur la quasi-totalité des 65 km du parcours terrestre.
- la poursuite du projet d'Azito achoppe sur la question du transport du gaz entre le terminal de Vridi et le site de la future centrale d'Azito. Contractuellement, le transport est de la responsabilité de l'acheteur, c'est à dire le FNEE. Or celui-ci n'a pas pour fonction d'être opérateur, et n'en a de toutes façons ni les moyens techniques, ni financiers. De plus, confier l'exploitation d'un maillon opérationnel de la chaîne gazière à une agence nationale est en nette contradiction avec l'esprit des réformes engagées depuis 1991.
- Certains opérateurs envisagent de se désengager de l'activité transport pour se concentrer sur l'exploration et la production. Ce mouvement, qui pourrait servir de point de départ pour la création d'une (ou plusieurs) entité de transport de gaz, bute sur l'absence de prix de cession à la sortie du site de production.

A3.5 Le système de transport est amené à se développer avec l'exploitation prochaine des nouveaux gisements. La mise en exploitation des gisements orientaux de UMIC (Kudu, Eland et Gazelle) nécessite la construction d'un système spécifique pour évacuer la production vers Abidjan, voire vers le Ghana. Pour ce qui concerne Espoir, sa production peut, au plan géographique, être évacuée en utilisant partiellement le réseau de

UMIC ou celui d'Apache. Cependant, la mise en place d'une réglementation du transport de gaz, qui réglera les conditions d'accès aux réseaux et leur coût, est un préalable à la gestion efficace des ressources.

## **Marché du gaz**

### ***Production d'électricité***

A3.6 La Côte d'Ivoire est, après le Nigeria et le Gabon, le troisième pays d'Afrique sub-saharienne à mettre en valeur ses réserves de gaz pour l'utilisation locale. Le premier consommateur de gaz a été la nouvelle centrale thermique de Vridi, située sur un site contigu au terminal d'arrivée du gaz de UMIC en provenance des gisements de Lion et Panthère. La première tranche, construite et exploitée par la Ciprel<sup>9</sup> (3x33 MW GEC-Alsthom) a été mise en service en décembre 1995. Consommant initialement du gas-oil, mais conçue pour fonctionner au gaz naturel, elle a été convertie en avril 1996, dès que le gaz a été disponible. Les trois turbines sont désormais exploitées en base; de ce fait, l'ancienne centrale à vapeur de la CIE de 60 MW, située à proximité, elle aussi alimentée en gaz, mais dont les performances et la fiabilité sont médiocres, ne fait qu'assurer les appoints nécessaires.

A3.7 La seconde tranche, mise en service au printemps 1997, consiste en une quatrième turbine à gaz, d'une puissance de 120 MW (GEC-Alsthom également). La puissance totale installée est ainsi de 220 MW. Curieusement, le terrain où se trouve la centrale est si exigu qu'il rend impossible, dans l'état actuel, l'installation de turbine(s) à vapeur qui aurait permis la transformation des turbines à gaz en un cycle combiné. Cela prive l'opérateur d'un accroissement substantiel du rendement de la centrale, ce qui est d'autant plus dommageable que les turbines à gaz sont prévues pour fonctionner en base. Sur la base d'un facteur de charge de 75 % (environ 6500 heures de fonctionnement par an), la consommation de la centrale complète est estimée à 420 millions m<sup>3</sup>/an (40 mmcfd) en année pleine<sup>10</sup>

A3.8 La construction et l'exploitation d'une deuxième centrale thermique au gaz a été attribuée au consortium formé par ABB (constructeur) et AES (opérateur). Il s'agira d'un cycle combiné de 432 MW situé à Azito, dans la banlieue ouest d'Abidjan, dont la mise en service (première tranche) est prévue pour l'automne 1999. Alimentée à la fois par le gaz de Lion et Panthère et par celui de Foxtrot, la consommation nominale de la centrale fonctionnant en base est estimée à 54 mmcfd (560 millions m<sup>3</sup>/an). Le dernier projet en date consiste à alimenter la seconde tranche de la centrale ghanéenne de Takoradi (350 MW à terme; 48 mmcfd - 500 millions m<sup>3</sup>/an), dont les travaux préliminaires ont été confiés à Stone et Webster à l'été 1997. La fourniture de gaz ivoirien par UMIC est en concurrence avec le projet de gazoduc en provenance du Nigeria via le Benin et le Togo.

<sup>9</sup> Voir paragraphe 1.16.

<sup>10</sup> Le pouvoir calorifique contractuel du gaz est 1,095 btu/mcf (PCS), soit 9,730 kcal/m<sup>3</sup>.

## **Industrie**

A3.9 *Réseau industriel.* La production d'électricité est destinée à rester le marché dominant pour le gaz, au moins dans le moyen terme. Cependant, le secteur industriel d'Abidjan peut représenter rapidement un appoint de consommation non négligeable. La raffinerie utilise depuis l'automne 1997 le gaz de Lion et Panthère à raison de 20 mmcfd (210 millions m<sup>3</sup>/an) en complément du gaz de raffinerie dont la production est insuffisante pour couvrir les besoins internes. L'industrie conventionnelle ivoirienne, très touchée par la crise de la première moitié des années 1990, connaît depuis quelques mois un redémarrage timide.

A3.10 Le gouvernement est désireux de développer la distribution industrielle du gaz, pour lequel plusieurs opérateurs ont marqué un vif intérêt. Un réseau de distribution de 17 km, estimé à 12 millions de dollars avec les équipements annexes, serait construit pour desservir dans un premier temps la cinquantaine d'établissements industriels susceptibles d'être convertis au gaz. En plus de ce potentiel "immédiat", estimé à 59 millions m<sup>3</sup>/an pour les quatre zones industrielles de l'agglomération, il existe un potentiel à moyen terme pour la co-génération (en particulier pour les industries grosses consommatrices de vapeur comme le secteur agro-alimentaire et la fabrication de corps gras, très présents à Abidjan) et pour la production de froid (froid industriel et climatisation). A moyen terme, ce marché potentiel est estimé 31 millions m<sup>3</sup>/an.

A3.11 *Grands projets.* Le Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement (BNETD), organisme directement rattaché au Premier Ministre, travaille sur trois projets industriels majeurs. Les deux premiers visent à mettre en valeur les réserves minières (fer et nickel) situées dans l'ouest du pays (région de Man, environ 600 km au NO d'Abidjan); le troisième consisterait à construire une usine d'ammoniac-urée en vue de la production d'engrais azotés. Pour de nombreuses raisons (montant de l'investissement et des travaux d'infrastructure connexes; incertitudes sur le cours des produits; nécessité d'exporter la quasi-totalité de la production; éloignement des gisements miniers des centres d'export), il n'est pas certain que ces projets voient tous le jour.

A3.12 Le projet d'éponges de fer par réduction directe du minerai par le gaz naturel pourrait être opérationnel en 2003 et consommerait 21 mmcfd (220 millions m<sup>3</sup>/an). L'unité de production d'engrais consommerait 80 mmcfd (830 millions m<sup>3</sup>/an) pour la production d'ammoniac et d'urée. Ces deux projets en sont au stade de la recherche de partenaires et de financement. Le projet nickel paraît plus avancé, dans la mesure où un opérateur canadien, Falconbridge, a manifesté son intérêt et l'a concrétisé par un accord avec la Sodemi. Un pilote pourrait être opérationnel au tournant du siècle; s'il est concluant, la production à échelle industrielle pourrait débuter en 2003. La consommation serait de 25 mmcfd (260 millions m<sup>3</sup>/an).

### **Résidentiel et Tertiaire.**

A3.13 Abidjan est une des rares villes d'Afrique sub-saharienne à avoir disposé d'un réseau de distribution de gaz par canalisations. La société Gaz de Côte d'Ivoire (GDCI), développé par Shell et EECI<sup>11</sup> dans les années 1970, a desservi en butane<sup>12</sup> jusqu'à 12 000 clients du Plateau et de Cocody pour la cuisine et l'eau chaude. Les groupes d'immeubles sont alimentés par de petits réseaux issus de mini-centres de distribution constitués de citernes ou de groupes de bouteilles de grande capacité<sup>13</sup>; il n'y a pas de réseau global interconnecté alimenté par une source unique de butane. Le réseau est aujourd'hui tombé en déshérence, du fait du coût élevé de la distribution (gestion de la clientèle aussi bien qu'entretien technique) et des arriérés et impayés. Actuellement, le réseau est considéré comme techniquement non récupérable. GDCI, bien que toujours en activité, n'a distribué que 930 t de butane<sup>14</sup> en 1995, soit 3 % de la quantité totale de GPL consommée dans le pays, et le volume des ventes continue de se dégrader.

A3.14 Les causes qui ont contribué au déclin de GDCI pouvant s'appliquer à tout autre réseau de gaz, il est douteux que la distribution du gaz naturel connaisse un jour un développement massif, que ce soit en complément ou en substitution à l'activité de GDCI. L'absence de besoins de chauffage rend aléatoire la rentabilité de réseaux de distribution résidentiels uniquement destinés à la cuisine et l'eau chaude. En revanche, l'utilisation du gaz pour la climatisation centralisée d'immeuble, notamment associée à la production d'électricité et d'eau chaude, peut être envisagée dans les quartiers à forte densité tertiaire (par exemple le Plateau) dans des conditions économiques acceptables. Le gaz peut aussi trouver sa place dans des lotissements neufs à forte densité s'ils sont situés à proximité du réseau, car le coût marginal des installations intérieures est faible dès lors que celles-ci sont prévues lors de la conception des immeubles. Les faibles consommations unitaires peuvent alors être compensées par un prix de vente unitaire défini par référence au prix de l'énergie de substitution (GPL ou électricité), donc élevé. Ainsi, l'utilisation du gaz pour les secteurs résidentiel et tertiaire, bien qu'elle ne constitue pas, à l'évidence, une priorité, ne doit pas être négligée comme activité marginale.

### **Prix du gaz**

A3.15 La structure et les conditions économiques des trois contrats de fourniture de gaz pour la production d'électricité (UMIC 1 pour Ciprel; Apache et UMIC 2 pour Azito) sont analogues. Le gaz est vendu par le producteur à l'état ivoirien, par le biais du Fonds National de l'Energie Electrique (FNEE), une émanation de la Caisse Autonome d'Amortissement (CAA). Le Fonds cède le gaz gratuitement aux exploitants de la centrale, et récupère l'électricité aux bornes de sortie. Les producteurs ne sont à aucun moment propriétaires du gaz, de même qu'ils ne vendent pas l'électricité ainsi produite au

<sup>11</sup> Energie Electrique de Côte d'Ivoire, alors opérateur du réseau de distribution d'électricité d'Abidjan.

<sup>12</sup> En fait le mélange bupro (80% butane et 20% propane) également distribué en bouteilles.

<sup>13</sup> A la manière des "îlots-propane" que l'on trouve dans certains pays d'Europe du sud, notamment au Portugal

<sup>14</sup> Equivalent à environ 1 million de mètres cubes de gaz naturel.

distributeur; ils perçoivent un fee pour la transformation du gaz en électricité. Le tarif du gaz suit une formule simple à deux paliers. Il n'y a pas de prime fixe indépendante de la consommation réelle, mais une clause de take or pay. Pendant les premières années d'opération couvrant la "période initiale de livraison", puis la "période de prix fixe" (la durée, autour de 4 ans, peut varier selon les contrats), le prix du gaz, ferme, est de US\$1,67/mmbtu jusqu'à 20 mmcf/d en moyenne sur le mois de facturation, et US\$1,50/mmbtu au-delà. Au-delà de cette période (autour de 2001), le prix du gaz sera indexé sur le prix du brut WTI, tout en conservant la structure initiale à deux paliers de consommation.

A3.16 Pour la raffinerie, le prix du gaz est indexé sur le cours du fuel-oil HTS (90 % du FO 3,5% plus fret ex-Méditerranée). Pendant la "période de démarrage", le gaz bénéficie d'une décote supplémentaire de 10 %.

**Tableau A3.1 - Développement de la demande en gaz naturel  
(moyen terme)**

<i>Ouvrage / Projet</i>	<i>Domaine</i>	<i>Localisation</i>	<i>Demande (mmcf/d)</i>	<i>Statut</i>
CIE Vridi (TV)	Electricité	Vridi	20 max.	Opérationnel depuis avril 1996
Ciprel 1 (TG 99 MW)	Electricité	Vridi	20	Opérationnel depuis avril 1996
Ciprel 2 (TG 120 MW)	Electricité	Vridi	25	Opérationnel depuis avril 1997
SIR	Raffinerie	Vridi	20	Opérationnel depuis automne 1997
SIR (TG 21 MW)	Electricité	Vridi	4	En projet
Azito (CC 432 MW)	Electricité	Azito (NW d'Abidjan)	58	Première tranche prévue automne 1999
Réseau industriel d'Abidjan	Distribution industrielle	Vridi, Treichville, Yopougon, Koumassi	9	A l'étude par investisseurs. Probabilité : fin 1999
Takoradi (CC 350 MW)	Export pour Electricité	Ghana	48	En compétition avec schéma Nigeria. En service fin 1999
Projet nickel	Traitement de minerai	sur site ou bord de mer	25	A l'étude (2003 ?)
Eponges de fer	Traitement de minerai	sur site ou bord de mer	21	A l'étude (2003 ?)
Ammoniac-urée	Engrais azotés	Abidjan ou bord de mer	80	A l'étude

# Annex 4

---

## Cadre réglementaire

### Pourquoi un cadre réglementaire ?

#### *Protéger les consommateurs*

A4.1 Dans une économie de marché, la présence de plusieurs entreprises et de plusieurs consommateurs assure une saine compétition. Le prix se définit alors comme la valeur d'équilibre à laquelle l'acheteur est disposé à acheter un bien ou un service, et le vendeur à le vendre. La multiplicité des vendeurs et des acheteurs garantit que les prix ne sont pas distordus par la présence d'une position dominante : celle d'un seul vendeur (monopole) ou d'un petit nombre (oligopole), plus rarement d'un seul acheteur (monopsone) ou d'un petit nombre (oligopsone). Dans des conditions de concurrence normale, le prix atteint un certain niveau d'équilibre qui équivaut au coût de la dernière unité produite, i.e., le coût marginal. Selon les principes économiques classiques, la pratique de prix égaux aux coûts marginaux de production assure une allocation optimale des ressources.

A4.2 L'économie de marché n'est pas sans failles. Il existe des gammes de produits, ou de services, pour lesquels la présence de plusieurs vendeurs en situation de concurrence sur un territoire (un marché) donné conduirait, de fait, à un coût économique supérieur à celui que peut proposer un vendeur unique. Il s'agit généralement d'activités à forte intensité capitalistique, pour lesquelles l'accroissement du nombre de clients produit des économies d'échelle substantielles. A l'inverse de la situation classique de libre concurrence, le fractionnement du marché, en réduisant le nombre de clients par vendeur, conduit à des coûts supérieurs à ce qu'ils seraient s'il y avait un opérateur unique. La logique économique, qui est de produire des biens et services au coût le plus faible possible, conduit donc à privilégier exceptionnellement la situation de monopole, dénommé "monopole de fait" ou "monopole naturel". A cet égard, nombre d'infrastructures ou de services publics, comme la distribution de l'électricité, de l'eau et du gaz naturel, mais aussi certaines activités de transport et les réseaux locaux de télécommunications, sont considérés comme des monopoles naturels et doivent être traités de façon spécifique.

A4.3 Le danger du statut de monopole naturel est qu'il peut, comme tout monopole, favoriser des pratiques abusives visant à maximiser les profits tirés par l'opérateur du monopole. Ces pratiques peuvent affecter en premier lieu les tarifs, mais également la liberté d'accéder au produit ou au service, ou au contraire de s'en retirer, et la liberté, pour un nouvel opérateur candidat, d'accéder à un marché géographiquement proche, mais inexploité et "tenu" par le monopole existant. Par conséquent, il est indispensable que les monopoles naturels exercent leur activité dans un cadre institutionnel qui définit les "règles du jeu" relatives à l'accès au marché, à l'exercice de l'activité monopoliste, et, le cas échéant, à la sortie du marché.

### ***Favoriser l'investissement***

A4.4 Les industries de réseaux sont des activités orientées sur le long terme, qui produisent du profit après une longue période de maturité. Bien que leur fonction soit de prendre des risques, les investisseurs cherchent naturellement à réduire leur degré de vulnérabilité et à s'assurer que leurs immobilisations leur permettront d'obtenir une rémunération raisonnable. En l'absence d'un risque jugé "raisonnable", les capitaux ne viendront pas, ou bien le coût du capital (capital propre aussi bien que dette) sera augmenté d'une forte prime de risque, ce qui se traduira par des tarifs, donc un coût social, plus élevés. Le second objectif de la réglementation est ainsi de créer un cadre institutionnel crédible dans lequel les décisions affectant les opérateurs seront prises selon des critères professionnels. A titre d'exemple, il convient que l'établissement et l'ajustement périodique des tarifs, dans lequel entre une composante politique très forte, notamment dans le secteur résidentiel, répondent à une logique économique, sans intervention politique. Si, comme il entre dans ses prérogatives, la stratégie du gouvernement est, par exemple, de favoriser certaines couches de la population en réduisant le poste de leurs dépenses énergétiques, cette volonté politique doit se manifester par une subvention explicite et ciblée, plutôt que par une réduction générale du tarif<sup>15</sup>, au risque qu'un trop faible niveau ne permette plus à l'opérateur de maintenir sa marge d'exploitation à un niveau raisonnable.

### **Les fondements du cadre réglementaire**

A4.5 Il est bien certain que l'objectif du cadre institutionnel n'est en aucun cas de définir les orientations stratégiques et la politique énergétique nationales. Ces prérogatives sont et restent définitivement du ressort du gouvernement. Cependant, le cadre institutionnel ne peut être élaboré, mis en place et consolidé que par la volonté politique gouvernementale. Les objectifs, la structure et le contenu du cadre institutionnel, de même que les missions et le fonctionnement de l'Autorité qui sera amenée à mettre en place et à appliquer le cadre réglementaire sont, à l'origine, du ressort des pouvoirs exécutif et législatif, c'est-à-dire de corps politiques. A ce titre, la décision de créer un nouveau cadre réglementaire fait partie des orientations stratégiques gouvernementales; il est illusoire d'essayer de le mettre en place s'il ne dispose pas d'un soutien fort et sans réserve du pouvoir politique.

---

<sup>15</sup> Ou son maintien à un niveau insuffisant.



A4.6 L'introduction du gaz naturel et le développement rapide de l'industrie gazière représentent pour le gouvernement un certain nombre d'enjeux qui doivent être pris en compte dans la définition de la réforme du cadre institutionnel et réglementaire, afin d'assurer le développement le plus efficace possible de cette industrie. Deux enjeux sont particulièrement importants.

### ***Valeur stratégique du gaz naturel.***

A4.7 Par rapport aux contrats déjà signés, les réserves actuellement confirmées (1,25 Tcf, soit 35 milliards m<sup>3</sup>) représentent environ 20 années de consommation. En incluant le projet d'exportation vers le Ghana, le ratio réserves/demande est encore de 14 ans. Sans être modestes, ces ratios montrent que la Côte d'Ivoire se doit de tirer le meilleur parti de ses réserves. Ainsi, le développement de l'industrie gazière peut être l'occasion de :

- équilibrer le bilan énergétique, renforcer la sécurité des approvisionnements, libérer le maximum de pétrole possible pour l'exportation, améliorant par là-même la balance des échanges internationaux en économisant sur les sorties de devises. Cela conduit à remplacer le pétrole par le gaz naturel dans toutes les utilisations où la rentabilité économique du gaz est avérée,
- réduire l'impact environnemental négatif causé par l'utilisation massive de la biomasse, des produits forestiers et certains produits pétroliers (comme le fuel-oil lourd à haute teneur en soufre); l'extraction et la commercialisation des GPL et des LGN du flux de gaz permet d'augmenter le bénéfice économique global généré par l'exploitation du gaz, donc de diminuer le coût global de mise à disposition du gaz aux utilisateurs,
- maximiser les effets d'entraînement du gaz naturel, en le rendant physiquement et économiquement accessible aux industries qui en ont besoin pour leur développement et peuvent le substituer aux autres combustibles. Le gaz naturel pourra servir à accroître les investissements et l'emploi, donc la production, à diversifier la structure industrielle, et à contribuer à la réalisation du plan d'action gouvernemental en matière de développement des ressources,
- accroître la concurrence entre les différentes formes d'énergie, et contribuer ainsi (a) à diminuer le coût de mise à disposition des produits énergétiques et (b) en faciliter l'accès pour les utilisateurs.

### ***Réforme de la politique et des structures institutionnelles.***

A4.8 Conscient des possibilités offertes et de la nécessité qu'il y a à répondre aux besoins de développement, le gouvernement a déjà entrepris de réformer la réglementation et la politique du secteur de l'électricité. La définition de la nouvelle politique gazière permet de poursuivre cette réforme, en prenant en compte les orientations suivantes :

- réorienter le rôle des opérateurs publics vers la gestion des participations de l'Etat, voire vers la définition et la réglementation des politiques sectorielles. Cela impliquerait de redéfinir les missions et les moyens mis à la disposition des sociétés publiques. L'une des options est de réduire l'implication des entreprises nationales dans la propriété et la gestion des activités industrielles du secteur afin de laisser le secteur privé prendre part au développement de ces activités, comme cela a été fait pour le secteur électrique,
- organiser l'exploitation du secteur gazier sur une base plus commerciale, là où le secteur public conservera une activité industrielle. Il est désormais largement reconnu que les organismes publics d'exploitation de l'énergie obtiennent de meilleurs résultats lorsqu'ils sont exploités comme des entreprises commerciales à but lucratif. Pour une orientation plus commerciale, ces organismes doivent prendre leurs distances vis-à-vis des pouvoirs publics, et modifier leur organisation et leur gestion internes pour leur permettre de s'adapter à ces nouvelles conditions,
- encourager la participation de nouveaux exploitants afin de favoriser la concurrence,
- accroître la participation du secteur privé afin de permettre une croissance plus rapide, l'accès aux technologies de pointe et aux marchés des capitaux.

### **Format de la réglementation**

A4.9 Le cadre réglementaire est généralement composé de plusieurs textes législatifs et réglementaires qui forment le "Code gazier". Le premier élément est le texte le plus important. Il définit le cadre institutionnel général dans lequel doit s'exercer l'activité gazière. Il énonce des principes généraux qui vont, même d'une façon limitée, modeler les rapports à l'intérieur du corps social, ainsi que les relations entre le corps social et le pouvoir politique et l'Administration. Il s'agit donc d'un texte politique, et il est souhaitable qu'il soit discuté et entériné au niveau législatif. Il établit un cadre complet pour la réglementation des activités en "aval" (transport, distribution, stockage, commercialisation et utilisation du gaz naturel). Il ne traite pas des activités en "amont" (exploration, développement et production) qui sont indissociables des activités pétrolières et font généralement l'objet d'une réglementation qui leur est propre (code pétrolier), fortement axée sur la fiscalité.

A4.10 Le second élément est plus technique et peut être traité au niveau réglementaire ou législatif. Il s'agit du (des) texte(s) qui définit les relations entre puissance concédante et concessionnaire<sup>16</sup>. Il peut comprendre un décret de portée générale, voire une loi, qui définit le contrat de concession-type, et autant d'arrêtés d'application qu'il sera nécessaire en fonction du nombre de contrats de concession accordés.

---

<sup>16</sup> Quelle que soit la forme juridique de la concession (concession proprement dite, affermage, licence, franchise, etc.)

A4.11 Enfin un troisième texte doit traiter de l’Autorité de réglementation qui aura pour mission de mettre en oeuvre et de contrôler l’application des principes généraux inclus dans le Code gazier, le respect des contrats de concession, et les pouvoirs judiciaires et d’arbitrage qui pourront lui être confiés. Si le statut choisi pour l’Autorité est celle d’un organisme indépendant, il est nécessaire que ce texte prenne la forme d’une loi.

### **Domaines couverts par le Code gazier**

A4.12 Comme on l’a vu ci-dessus (para. 3.5), la formulation des orientations stratégiques et de la politique sectorielle sont et demeurent du domaine gouvernemental. Le Code gazier n’a pas pour vocation de se substituer aux instances politiques; en ce sens, il s’agit d’un texte “technique” et non “politique”. D’une manière générale, on peut dire que le mission globale du Code gazier est de rendre le plus équitable et efficace possible une situation économique (le monopole naturel) qui, par sa nature même, tend vers l’inéquitable et l’inefficace si elle n’est pas réglementée. Les grands domaines couverts par le Code sont ainsi au nombre de six; d’autres peuvent s’y ajouter en fonction de la situation de l’industrie gazière dans le pays et au moment considérés :

- l’organisation et la structure de l’industrie gazière,
- l’organisation de la concurrence et de l’accès au marché,
- le cadre juridique des opérateurs, c’est-à-dire les relations entre la puissance concédante et les opérateurs,
- l’établissement des tarifs, leur contrôle et les ajustements dans le temps, et par conséquence les principes qui gouvernent le mode de rémunération des opérateurs,
- l’organisation et l’exercice du pouvoir judiciaire dans la résolution des conflits entre parties concernées par les activités de l’industrie gazière,
- la nature, les missions et le fonctionnement de l’Autorité de réglementation chargée d’appliquer le Code gazier.

A4.13 Les points (a) et (b) sont traités dans le Chapitre 4; le point (d), c’est-à-dire la réglementation économique, est présentée aux chapitres 5 et 6; tandis que les points (e) et (f) sont discutés au chapitre 7. Le dernier aspect (point (c) n’est pas traité ici car il s’applique à toutes les industries qui sont amenées à exploiter une partie du domaine public, ou dont le domaine d’activité touche à la notion de service public. Son domaine dépasse de loin le cadre des activités gazières et fait déjà l’objet d’une réglementation générale. Cette question doit être examinée d’un point de vue global, en tenant compte des autres activités de même nature.



# Annex 5

---

## Organisation et fonctions des opérateurs

### Domaine d'application de la réglementation

A5.1 Rappelons que le cadre réglementaire concerne les fonctions “aval” de la chaîne gazière, à l'exclusion des activités “amont” d'exploration, développement et production. Leur réglementation est prévue par d'autres textes qui sont établis et gérés par des institutions spécifiques. Il est ici question des activités situées immédiatement en aval du site de production, ou de la frontière du territoire national dans le cas d'importation. Ces activités couvrent le transport, le stockage, la distribution, la livraison et (dans certains cas) la commercialisation du gaz sur l'ensemble du territoire national. La réglementation traite des exportations de gaz produit sur, ou transitant par, le territoire ivoirien, qu'elles soient réalisées par des opérateurs ivoiriens ou étrangers. En revanche, elle ne s'applique pas aux activités gazières réalisées à l'intérieur d'un autre pays qui importerait du gaz d'origine ivoirienne, ou transitant par le territoire ivoirien, même si l'opérateur est de nationalité ivoirienne.

A5.2 Par “gaz”, on entend tous les hydrocarbures gazeux distribué par réseau, c'est-à-dire le gaz naturel, le butane, le propane, l'air butané et l'air propané, dès lors que la technique de distribution fait du consommateur raccordé un client captif. A ce titre, l'activité “réseau” de Gaz de Côte d'Ivoire (GDCI) entre dans ce cadre réglementaire.

A5.3 La réglementation gazière est conçue pour durer. Elle doit donc non seulement couvrir les situations qui existent déjà en Côte d'Ivoire, comme le transport *de facto* du gaz ou sa commercialisation, mais également celles qui pourront exister dans un futur plus ou moins proche, qu'il s'agisse d'activités d'ores et déjà envisagées (comme la distribution ou l'exportation de gaz) ou simplement techniquement envisageables, comme l'importation ou le stockage.

### Activité de transport

A5.4 Dans la situation juridique actuelle, l'activité de transport n'est qu'un élément technique des contrats qui lie UMIC et Apache à l'autorité concédante. Le transport n'est ni identifié, ni individualisé en tant que tel. Comme il a été dit plus haut

(voir para. 2.4), il est souhaitable que cette situation évolue vers une plus grande transparence. Une option minimaliste serait de découpler les activités de production et de transport au sein de chacun des consortiums, sans changer la structure de propriété. Chaque activité deviendrait autonome, soit par autonomie budgétaire et comptable ("*unbundling*"), soit par filialisation de l'activité transport. Le cadre réglementaire ne s'appliquerait alors qu'à cette dernière, ce qui impliquerait l'établissement d'un prix de cession interne à l'interface production / transport. L'autre option consisterait pour les consortiums à vendre leur activité transport à une ou plusieurs entités distinctes. Cette option est envisageable dans la mesure où les producteurs préfèrent généralement se concentrer sur les activités de prospection, d'exploitation, de collecte et de traitement du gaz naturel, et son acheminement éventuel jusqu'à l'entrée du gazoduc (réseau de transport). Ils ne souhaitent pas s'impliquer dans le transport et la distribution du gaz, à moins que ce ne soit essentiel pour leur assurer l'accès aux marchés.

A5.5 Quel que soit le nombre d'acteurs (de maillons), la chaîne gazière a pour objet d'assurer deux fonctions principales entre le maillon amont (le vendeur initial) et le maillon le plus en aval (le consommateur final); ce sont (a) le transport physique du gaz, et (b) la commercialisation (achat/vente) du gaz. L'analyse de la structure des industries gazières dans le monde montre qu'il existe de nombreuses options de structure, qui vont de la plus centralisée (intégration verticale de l'ensemble de l'activité gazière) à la plus décentralisée (autant d'acteurs qu'il y a de maillons physiques et de fonctions). Malgré cette diversité, il est possible de regrouper les différentes formules existantes en fonction de la façon dont les deux fonctions principales (transport et commercialisation) sont traitées. On peut ainsi distinguer deux concepts, présentés ci-dessous (voir Tableau 4.1).

A5.6 Dans le premier système, le transporteur assure également la fonction commerciale ("*merchant pipeline*") : l'opérateur achète le gaz au fournisseur, le transporte, et le revend à diverses catégories de consommateurs en aval (distributions publiques, gros consommateurs, clients individuels). C'est le système que l'on trouve communément en Europe, avec diverses variantes quant au degré d'intégration verticale. Le point fort du système est que le transporteur est réellement un opérateur : propriétaire du gaz transporté, il est responsable de son approvisionnement comme de sa commercialisation; il gère le développement de son réseau et est directement intéressé au développement des ventes. En revanche, le système manque de transparence : l'opérateur vend un produit unique (le gaz) dont les composantes de coût peuvent être mal connues, aussi bien du consommateur que, souvent, de l'opérateur lui-même; les subventions croisées sont possibles (et en fait courantes) et des distorsions de prix peuvent se produire, qui peuvent nuire, à terme, à l'efficacité économique du système.

A5.7 Dans le second système, le transporteur assure uniquement une fonction de transport ouverte à tous ("*open access*"); il est un prestataire de service, rémunéré pour l'unique service qu'il rend : transporter du gaz pour qui le souhaite; il perçoit un péage, à la manière d'un exploitant d'autoroute. Il n'est à aucun moment propriétaire du gaz, et n'intervient ni en amont, ni en aval de la chaîne gazière. La fonction commerciale est exercée par le vendeur et l'acheteur de gaz qui s'accordent directement sur tous les termes du contrat. Ce système est bien adapté à une économie gazière arrivée à maturité, où

coexistent un grand nombre de vendeurs et d'acheteurs, comme c'est le cas en Amérique du nord. La concurrence joue alors son rôle dans la mesure où le transporteur ne bénéficie pas de concession exclusive : si la demande le justifie, plusieurs transporteurs peuvent desservir un même marché.

A5.8 Il est communément admis que plus le nombre d'acteurs est important, plus la concurrence conduit à maintenir les coûts à leur minimum économique, ce qui garantit la meilleure efficacité possible (c'est-à-dire des coûts bas alliés à une qualité de service acceptable). Ce devrait être particulièrement le cas en Côte d'Ivoire, où plusieurs vendeurs sont d'ores et déjà en concurrence pour le même marché (en l'occurrence Abidjan, et plus précisément Azito). Mais dans le cas d'une industrie naissante et fortement capitalistique, il ne paraît pas souhaitable de disperser l'activité gazière entre un trop grand nombre d'acteurs, ce qui pourrait conduire à une fragilité trop grande de l'industrie, ainsi qu'à une dilution des responsabilités et des engagements desdits acteurs. Ce double phénomène, à son tour, pourrait déboucher à terme sur un renforcement du pouvoir de l'Etat, ce qui est contraire aux principes énoncés plus haut. En Côte d'Ivoire, en cas de cession par les producteurs de leurs activités de transport, le nombre d'acteurs futurs dans cette activité dépendra vraisemblablement de l'appréciation, par les investisseurs potentiels, de la masse critique qu'ils estiment nécessaire pour développer cette activité.

A5.9 Sur la base de ces considérations, on peut envisager une structure intermédiaire dans laquelle l'opérateur d'un gazoduc assure la fonction transport, et, en partie -- mais en partie seulement -- la fonction commerciale (option "mixte"). Les principales caractéristiques en sont décrites ci-dessous :

- l'opérateur reçoit une concession pour un itinéraire et une durée déterminés; il n'y a pas de concession de transport unique sur l'ensemble du territoire national,
- l'opérateur exerce les deux fonctions, transport et commercialisation, de façon équilibrée; les deux activités sont transparentes sur les plans tarifaire et comptable,
- un producteur peut vendre le gaz soit à l'opérateur, soit directement à d'autres gros consommateurs (c'est le cas actuellement), au moyen de contrats long terme de type "take-or-pay", ou tout autre type de contrat,
- l'opérateur vend le gaz dont il est propriétaire à des consommateurs individuels ou à des sociétés de distribution publique de gaz,
- la capacité excédentaire du gazoduc est ouverte à d'autres acheteurs ou vendeurs qui peuvent emprunter le gazoduc moyennant un péage non discriminatoire; l'opérateur ne peut pas refuser de transporter du gaz dans son gazoduc tant qu'il n'est pas saturé,
- chez l'opérateur, la fonction transport et la fonction commerciale sont séparées sur le plan comptable en deux entités ("unbundling"); il n'y a pas de subventions croisées; le péage facturé aux tiers est identique à celui

facturé, de façon interne, par l'entité transport à l'entité commerciale de l'opérateur, pour le transport du gaz dont il est propriétaire.

### Activité de distribution

A5.10 La fonction distribution est, dans la mesure du possible, assurée par des entreprises distinctes de l'entreprise de transport. Lorsque l'approvisionnement en gaz ne constitue pas un enjeu stratégique, l'intégration verticale doit être maintenue au minimum avec des sociétés distinctes pour la production, le transport et la distribution, afin d'encourager une politique de prix entre les différents maillons de la chaîne gazière la plus transparente possible. Toutefois, il faut garder à l'esprit qu'un certain degré d'intégration (ex. transport et distribution exploité par la même société) peut se traduire par des tarifs de transport/distribution plus bas reflétant les économies réalisées sur les dépenses d'exploitation et de gestion.

A5.11 Afin d'assurer un approvisionnement stable et à long terme d'un territoire, et garantir au distributeur la viabilité économique de l'opération, un distributeur doit bénéficier d'une concession exclusive pour la construction et l'exploitation de **réseau(x)**. **Cette concession** est fixée dans le temps (généralement de 15 à 25 ans) et dans l'espace. Elle doit avoir une taille suffisante pour être économiquement viable, mais elle doit pas couvrir la totalité du territoire ivoirien.

A5.12 Le droit exclusif de *distribuer* le gaz naturel confère à son titulaire, sur le territoire où il porte et à l'exclusion de quiconque, le droit d'exploiter un réseau de distribution de gaz naturel et de livrer par canalisation le gaz destiné à la consommation. En contrepartie, le distributeur doit construire les canalisations nécessaires pour alimenter un consommateur -- ou groupe de consommateurs -- si les conditions économiques le permettent. En revanche, le droit exclusif de distribution ne confère pas au distributeur l'exclusivité de *commercialiser* le gaz, c'est-à-dire un droit exclusif d'acheter, de vendre ou de stocker le gaz naturel. Un producteur peut vendre directement du gaz à un consommateur situé dans une zone de concession exclusive, dans la mesure où ce gaz est destiné à la consommation personnelle de l'acheteur (pas de revente). En cas de contrat direct, le gaz est acheminé par le distributeur qui perçoit un péage non discriminatoire. De même, le distributeur ne peut refuser de construire une canalisation de distribution sur son territoire, ou de renforcer une partie de réseau existante, destinée à alimenter le titulaire d'un contrat de vente directe, tant que sa capacité de distribution n'est pas saturée ou menacée.

### Indépendance des opérateurs

A5.13 Le développement, le financement et l'exploitation des activités de transport et de distribution sont de la responsabilité du secteur privé. Toutefois, la participation minoritaire d'une entreprise publique peut être envisagée, de préférence de façon temporaire, dans la mesure où la présence de l'Etat peut constituer pour les investisseurs privés une garantie supplémentaire, en ce qui concerne par exemple le respect d'engagements dans le domaine institutionnel. Dans ce cas, il est très souhaitable que



l'entreprise publique ait déjà acquis une solide expérience de travail avec le secteur privé, par exemple par le biais de sa participation dans des sociétés d'économie mixte.

A5.14 Un opérateur (transporteur ou distributeur) doit être strictement indépendant de ses fournisseurs et clients. Par exemple, aucun producteur ni consommateur de gaz ne doit détenir un intérêt de contrôle chez un transporteur, afin d'éviter les conflits d'intérêt, le favoritisme et toute pratique ayant pour conséquence de biaiser la concurrence. Celles-ci peuvent être de trois types :

- traitement privilégié d'un producteur par un transporteur, alors que ce dernier achemine également le gaz d'autres producteurs concurrents (ce cas peut se produire prochainement en Côte d'Ivoire),
- traitement privilégié d'un consommateur par un transporteur en matière de péage ou de réservation de capacité, alors que le transporteur achemine du gaz pour plusieurs clients, ce qui est l'objet même de la fonction de transporteur (même remarque),
- divergences entre un producteur et un transporteur quant à la stratégie d'expansion du réseau de transport.

En revanche, rien ne s'oppose à la participation minoritaire de maillons amont ou aval chez un transporteur, lorsque cette participation est susceptible de donner aux autres acteurs de la chaîne gazière un certain confort dans le développement de leurs propres activités.

**Tableau A5.1 - Comparaison des options structurelles de transport**

Options structurelles pour le transport du gaz naturel			
<i>éléments d'analyse</i>	<i>Transport et fournitures intégrés (merchant pipeline)</i>	<i>Transport en libre-accès (open access)</i>	<i>Transport mixte</i>
Caractéristiques	Le producteur vend le gaz naturel au transporteur à un prix négocié de gré à gré, éventuellement selon des ententes à long terme.	Le transporteur est limité à un rôle de transport. Il ne peut acheter le gaz naturel aux producteurs et doit transporter de façon non-discriminatoire le gaz pour des tierces parties à un tarif réglementé.	Le transporteur peut acheter et vendre pour son propre compte mais doit aussi transporter le gaz acheté par des tiers.
	Tous les clients doivent acheter leur gaz naturel au transporteur et ce dernier n'est pas obligé de transporter du gaz naturel pour des tiers.	Les producteurs vendent et négocient de gré à gré avec les acheteurs incluant les consommateurs ultimes et le distributeur	Le prix du gaz est négocié librement entre les producteurs, le transporteur, le distributeur et les consommateurs.
	Le transporteur est le propriétaire du gaz naturel jusqu'à son point de revente et ne publie pas un taux séparé pour le gaz et pour son transport. Les deux composantes sont intégrés dans un même tarif.	Les producteurs et les clients sont propriétaires du gaz qui est dans le réseau de transport, et non le transporteur	Les tarifs de transport et les règles d'accès sont fixées et publiées par une autorité de réglementation
		Le transporteur transporte le gaz pour les clients à un tarif fixé par l'autorité réglementaire.	
	Le distributeur achète le gaz naturel au transporteur pour le revendre à ses clients ajoutant le tarif de distribution.	Le distributeur achète le gaz des producteurs pour le revendre aux clients à petit débit.	Le distributeur achète le gaz des producteurs pour le revendre aux clients à petit et moyen débit.
Option la plus simple pour les activités de transport et de distribution	Génère une saine concurrence gaz-gaz de par l'accès assuré aux marchés pour les producteurs	Permet l'implication des producteurs, lorsque de nouveaux gisements sont mis en exploitation	

**Tableau A5.1 - Comparaison des options structurelles de transport**

Options structurelles pour le transport du gaz naturel

<i>éléments d'analyse</i>	<i>Transport et fournitures intégrés (merchant pipeline)</i>	<i>Transport en libre-accès (open access)</i>	<i>Transport mixte</i>
Avantages	Attire les investisseurs intéressés à construire et exploiter un réseau de transport, compte tenu des garanties contractuelles à long terme.	Les producteurs préfèrent vendre directement aux clients à grand débit en fonction de contrats à long terme.	Attrayant pour les investisseurs
	Assure la sécurité des approvisionnements	Il s'agit d'une nouvelle option qui permet d'éviter certains abus d'un monopole et qui réduit les coûts de transport.	Flexible
	Cette option requiert absolument la mise sur pied et l'intervention d'une autorité de réglementation du transport et de la distribution.	Les risques sont plus difficiles à évaluer par les investisseurs, qui doivent étudier le profil d'un plus grand nombre d'acheteurs de gaz	Le libre-accès est offert dans la mesure où le tarif autorisé compense les risques. L'arbitrage entre l'intérêt du transporteur et des consommateurs est plus difficile.
Inconvénients	Cette réglementation est difficile puisque les tarifs de transport, d'achat de gaz, etc. ne sont pas publiés séparément. Le tout est intégré en un tarif unique.	L'attrait de cette option est fonction du rendement qui serait autorisé aux investisseurs. Ce rendement est plus élevé compte tenu du risque.	Ce sont les clients à grands débit qui ont le plus d'influence sur la planification du réseau de transport et par conséquent, sur l'ampleur du marché libre-accès par rapport au marché à structure intégré.
	Le potentiel pour une saine concurrence gaz-gaz se trouve affaibli		
	Les nouveaux producteurs sont obligés de vendre leur gaz au monopole de transport	Il n'existe pas de précédents qui démontrent les avantages d'une telle option dans un marché en développement	



# Annex 6

---

## Politique tarifaire

A6.1 Le projet de pénétration du gaz naturel à Abidjan, et plus particulièrement, la construction d'un réseau gazier offre au gouvernement ivoirien une opportunité unique d'établir un cadre institutionnel, dont le cadre tarifaire est un des éléments, adapté au contexte ivoirien et en harmonie avec les tendances et les réalités du commerce de l'énergie. Toutefois, l'avantage principal du processus de conception et de mise en place de ce cadre tarifaire réside dans le fait qu'il ne sera pas encombré d'un passé fait d'un ensemble de lois, de décrets ou de politiques mis en place pour pallier des besoins souvent ponctuels.

A6.2 Une approche nouvelle de la conception et de la mise en place de tarifs de distribution de gaz naturel contribuerait à l'évolution et à la croissance de cette industrie et à l'utilisation optimale des infrastructures qui seront mises en place. Cet énoncé est aussi valide pour le secteur du transport que pour celui de la distribution du gaz naturel. La production du gaz naturel quant à elle, est régie par des ententes bilatérales entre concessionnaire et concédant et est largement tributaire des prix internationaux.

A6.3 L'objectif de ce chapitre n'est pas d'établir des tarifs ou prix définitifs, mais de proposer des principes de tarification susceptibles de guider les opérateurs et la future autorité de réglementation dans l'établissement d'une politique tarifaire juste et durable. Les futurs tarifs seront en définitive du ressort de l'autorité de réglementation sur proposition des opérateurs gaziers (voir chapitre 6). D'autre part, il est capital d'établir une claire distinction entre le concept de *prix* du gaz, c'est-à-dire le prix de vente du produit lui-même ("*commodity*"), et celui de *tarif* de transport et de distribution. Le prix du gaz est celui auquel le producteur vend le gaz à la sortie des installations de production, quel que soit le mode d'acheminement ultérieur du gaz jusqu'à l'utilisateur final. Les tarifs couvrent les coût d'acheminement du gaz sur les réseaux de transport et de distribution du gaz jusqu'à la porte de l'utilisateur final. Dans certains cas, il peut exister aussi un tarif de stockage. La confusion entre les deux concepts vient du fait que, souvent, l'utilisateur paie à l'opérateur un montant global qui couvre l'ensemble des opérations réalisées en amont pour mettre le gaz à sa disposition. Dans les chapitres suivants, on utilisera les termes de "*prix à la production*", "*tarif de transport*" et "*tarif de distribution*" pour différencier les concepts; on utilisera les termes "prix" et "tarif" dans leur acception usuelle de "prix de vente global".

## Situation concurrentielle du gaz

A6.4 Pour mieux situer le positionnement du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie disponibles sur le marché ivoirien, et concevoir une structure tarifaire ainsi que des tarifs adéquats, il est nécessaire de faire d'abord le point sur la situation concurrentielle, sur la base des prix et tarifs en vigueur en juillet 1997 en vigueur.

**Tableau A6.1 – Prix de vente des énergies industrielles<sup>17</sup>**

<i>Énergie</i>	<i>Prix au consommateur (Francs CFA/unité)</i>	<i>Prix au consommateur (US\$/tonne)</i>	<i>Prix au consommateur (US\$/mmbtu)</i>	<i>Indice (base 100 = FO)</i>
FO 180 HTS (3,5%)	140 FCFA/L	253,65	6,73	100
GPL (vrac)	140 FCFA/L	438,12	9,44	140
gas oil	270 FCFA/L	553,23	13,28	197
<i>Électricité</i>				
Basse tension	69,3 FCFA/kWh	-	34,95	519
Moyenne tension	48,1 FCFA/kWh	-	24,26	360

Sources : CIE, Petroci, SIR

A6.5 Bien qu'il semble qu'avec cette situation de prix le gaz naturel pourrait se retrouver dans une position concurrentielle avantageuse par rapport aux autres sources d'énergie, il n'en demeure pas moins que le fuel-oil (FO 180), qui est de loin le combustible le plus utilisé dans l'industrie conventionnelle, constitue un concurrent sérieux, du moins au niveau du prix. D'autre part, il faut ajouter les coûts de la conversion au gaz des installations fonctionnant avec un autre combustible. En revanche, les coûts indirects rattachés à l'utilisation du FO sont importants, en particulier le préchauffage, le stockage, l'atomisation, la fréquence et les charges d'entretien des équipements thermiques, l'usure des équipements, le coût environnemental et la qualité du produit final.

## Implications de la politique tarifaire

A6.6 Quelle que soit sa structure, toute politique tarifaire a un impact déterminant sur tous les acteurs de la chaîne gazière :

- *Les clients* – On considère généralement que l'un des objectifs de la politique tarifaire est d'envoyer au consommateur un "signal" correct qui lui indique la valeur du produit qu'il acquiert. La politique tarifaire sera une référence explicite à la valeur ou la rente qui peut être attachée au gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie. En particulier, dans le secteur industriel conventionnel, elle

<sup>17</sup> Prix de vente final, taxes comprises.

conditionnera le rythme de pénétration du gaz naturel dans les activités visées, ainsi que le degré d'utilisation du gaz naturel dans les procédés industriels de chauffe ou de transformation.

- *Les opérateurs (distributeurs et transporteurs gaziers)* – La politique tarifaire doit faire en sorte de permettre aux opérateurs de générer des revenus suffisants pour rémunérer adéquatement les investisseurs, en attirer des nouveaux et assurer et promouvoir une exploitation du réseau efficace et sécuritaire.
- *L'État ivoirien* – La politique tarifaire choisie conditionnera le degré de compétitivité du secteur industriel ivoirien. Elle accélérera donc ou ralentira les objectifs visés par l'État, notamment celles de déplacer avantageusement les produits pétroliers et d'attirer de nouveaux investissements industriels.

### Conception de la politique tarifaire

A6.7 Pour être acceptée, et remplir correctement et durablement son rôle, une politique tarifaire doit répondre à cinq critères :

- *transparence*: elle doit se baser sur des données accessibles et vérifiables, et refléter fidèlement les coûts de la chaîne gazière; elle doit notamment identifier la responsabilité de chacun des principaux maillons de la chaîne (production, transport, distribution) dans le prix de vente final,
- *simplicité*: la facturation qui en découle doit être facilement compréhensible par les usagers,
- *équité*: un tarif doit être identique pour tous les consommateurs qui présentent des profils de consommation analogues,
- *stabilité*: les consommateurs doivent pouvoir planifier au mieux leurs dépenses énergétiques, donc leurs prix de vente, et les opérateurs doivent pouvoir préserver la pérennité et la stabilité financière de leurs entreprises. La stabilité à long terme recherchée doit concerner les principes et les méthodes de fixation des *tarifs de transport et de distribution*, et non le *prix* final du gaz dont une composante (le prix à la production) est en général indexé sur le prix international des hydrocarbures liquides (brut ou produits), qui échappe totalement à l'Autorité de réglementation.
- *rigueur*: elle doit être à l'abri de l'arbitraire; elle doit être édictée, et son application surveillée, par un organisme indépendant. La réglementation économique est l'une des missions de l'Autorité de réglementation issue du cadre institutionnel et réglementaire.

## Principes de tarification

A6.8 Les objectifs de la politique tarifaire énoncés ci-dessus sont généralement atteints par l'application de principes ou de modalités de tarification qui tiennent compte des critères suivants :

- *Le coût de service.* Il comprend tous les coûts afférents à l'exploitation d'une entreprise de transport ou de distribution de gaz naturel. Les principales composantes de ce coût de service incluent les dépenses d'exploitation, les frais financiers, le coût du capital propre ainsi que les taxes, impôts et redevances. Le coût de service est généralement considéré comme le seuil minimum de fixation des tarifs, car en deçà de ce seuil, l'entreprise devient déficitaire et cesse ses activités car il n'est pas normal ou raisonnable qu'elle les maintienne. Dans une économie dirigée, seules des subventions de l'État peuvent faire perdurer une telle situation.
- *La valeur du service.* De la même façon que le coût de service est une mesure de la viabilité des tarifs du point de vue de l'entreprise gazière, la valeur du service l'est du point de vue du client. La valeur du service peut se définir comme le prix maximal que le client potentiel est prêt à consentir pour un usage donné. La valeur du service établit la limite supérieure d'un tarif, tandis que le coût de service établit sa limite inférieure. La rente économique occupe l'espace entre ces deux limites et définit la marge de manœuvre du vendeur et du client.
- *La concurrence avec les autres sources d'énergie.* Peu de consommateurs, particulièrement chez les industries, sont captifs d'une seule source d'énergie sur le long terme. A plus ou moins longue échéance ils sont tous capables de remplacer leur source d'énergie par une autre, plus avantageuse en qualité ou en prix. Le positionnement concurrentiel doit toutefois tenir compte de tous les avantages ou désavantages directs et indirects de chaque source d'énergie comme par exemple l'accessibilité, l'efficacité, la propreté, la technologie et la qualité du produit fini.
- *La simplicité des tarifs.* Une qualité essentielle à toute tarification est qu'elle doit être simple pour un accès facile de la part des clients qui chercheront d'emblée à calculer leur facture actuelle ou prévisible. Des structures tarifaires simples doivent leur permettre de mesurer la compétitivité du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie concurrentes, mais aussi de mesurer clairement l'impact de l'utilisation du gaz naturel sur leurs coûts actuels de production ou d'exploitation. La clarté des tarifs doit pouvoir fournir les bons signaux économiques aux clients potentiels.
- *L'équité entre les classes de clients.* La simplicité des tarifs ne doit pas empêcher leur équité. Un client ou une catégorie de clients ne doit pas avoir le sentiment (ou la certitude) qu'il fournit à d'autres des subventions croisées à travers un tarif qui ne ferait pas supporter à ces derniers la totalité des coûts qu'ils imposent au système. La transparence de la fixation des tarifs permet de vérifier qu'il y a bien égalité de traitement entre deux clients ayant les mêmes caractéristiques.



- *La promotion de l'efficacité opérationnelle.* La tarification, de par sa structure, doit pouvoir encourager l'efficacité opérationnelle et améliorer les procédés de production par une utilisation rationnelle du gaz naturel. Par exemple, des tarifs dégressifs, (le coût moyen baisse à mesure que les quantités de gaz utilisées augmentent) jumelés à des tarifs binômes (avec des composantes de demande et de consommation) qui encouragent la stabilité de la consommation de gaz, agissent en ce sens. Ces structures tarifaires seront explicitées plus loin.
- *La stabilité et la prédictabilité.* Ceux-ci constituent des éléments essentiels de la planification et des analyses prévisionnelles des clients quant à leur coût d'énergie. De plus, l'instabilité ou les fluctuations soudaines et fréquentes augmentent le risque de désertion des clients actuels et font hésiter les clients potentiels.
- *La génération des revenus requis.* Les modalités tarifaires doivent permettre la récupération de tous les coûts d'exploitation ainsi qu'une rentabilité raisonnable de l'actif de l'actionnaire afin de maintenir son intérêt ainsi que l'intérêt d'investisseurs éventuels dans la compagnie gazière.

## Profils de consommation

A6.9 Le profil de consommation de la clientèle identifiée (actuelle et potentielle) est caractérisé par une consommation de gaz dépourvue de pointe saisonnière, mais sujette à une pointe journalière diurne. Dans la situation actuelle, on peut répartir la clientèle potentielle en trois grandes catégories :

- Clients à grand débit stable, desservis par le réseau de transport (haute pression) et composée principalement de centrales thermiques (CIE, Ciprel, Azito) et de la raffinerie (SIR). En utilisation normale, le coefficient d'utilisation du gaz (facteur de charge) est élevé, de l'ordre de 70 % (6500 heures par an), voire plus.
- Clients industriels à consommation élevée (plus de 200 000 m<sup>3</sup> par an), qui utilisent le gaz naturel dans des procédés généralement en continu, tels que la production centrale de vapeur pour utilisation multi-sites. Cette catégorie, qui regroupe une dizaine de clients, représente une consommation annuelle potentielle de quelque 40 millions m<sup>3</sup> de gaz naturel. En première analyse, leur facteur d'utilisation moyen peut être estimé à 4000 à 5000 heures par an, soit 50%.
- Clients industriels à consommation faible et non-stable, caractérisée par de nombreuses interruptions (ou baisses) d'activité des équipements thermiques. Cette catégorie comprend une trentaine de clients et représente une consommation annuelle potentielle de quelque 20 millions m<sup>3</sup> par an. Leur facteur d'utilisation moyen est de 2500 à 3000 heures par an (30 %), voire moins.

A6.10 En sus de la clientèle existante, de nouvelles catégories de consommateurs peuvent voir le jour au fur et à mesure que l'activité gazière se développe. En particulier, des utilisateurs (généralement industriels) qui sont prêts à utiliser du gaz sans garantie de livraison en

échange d'un prix plus bas, et qui conservent de ce fait une source d'approvisionnement complémentaire.

### **Types de structures tarifaires**

A6.11 Il existe dans l'industrie gazière une grande diversité de structures tarifaires, qui tiennent compte des catégories de consommateurs desservis (résidentiel, industrie, etc.) mais peuvent aussi dépendre des conditions historiques qui ont présidé au développement de l'industrie gazière, voire des contraintes imposées par le régulateur, en particulier pour ce qui concerne les populations défavorisées. Ces différentes structures tarifaires peuvent se regrouper en trois grandes catégories : tarifs à forfait, tarifs proportionnels et tarifs binômes. En outre, les tarifs peuvent être "fermes", c'est-à-dire que le vendeur s'engage à fournir la quantité de gaz figurant au contrat, ou "interruptibles", par lequel le vendeur se réserve la possibilité d'interrompre la fourniture. Sans être exhaustive, la présentation ci-dessous illustre brièvement les structures qui peuvent, à terme, être utilisées dans l'industrie gazière ivoirienne.

#### **Tarifs fermes**

A6.12 *Tarif à forfait* (ou à abonnement fixe). Ce tarif consiste simplement en l'application d'un taux unique par période de temps (par exemple 10\$ par mois) et cela sans égard au volume effectivement consommé. Il est surtout appliqué à des utilisateurs résidentiels dont la consommation est modérée et relativement stable, à la fois dans le temps et à l'intérieur d'une même classe de consommateurs. Ce tarif est le plus simple à administrer et ne requiert pas la pose de compteurs. Toutefois, il déroge au critère d'équité puisque différents clients sont facturés pour le même montant sans égard au volume réellement consommé par chacun d'eux. De plus, pour la compagnie gazière, ce tarif ignore mais surtout ne peut prévoir la demande en gaz.

A6.13 *Tarif proportionnel*. Ce tarif comprend un montant uniforme pour chaque unité de volume retiré. C'est le tarif non forfaitaire le plus simple. Une variante est le tarif à blocs, ou tranches, où le tarif unitaire décroît lorsque la consommation augmente. Il comporte un défaut majeur en ce qu'il ne tient pas compte du profil d'utilisation des clients. Bien adapté à des clients dont le facteur de charge est (et reste tout au long du contrat de fourniture) très élevé, il peut en revanche générer des pertes considérables pour l'opérateur s'il est appliqué à des clients dont le profil de charge est bas ou instable. En effet, même si des infrastructures importantes ont été installées pour un client spécifique (branchement de service, compteur, voire avantages commerciaux lors de la signature), si ce client ne consomme pas de gaz il ne contribuera pas au remboursement des coûts qu'il a engendrés. Pour contrer les risques de pertes de revenus liés à une interruption de consommation, on peut prévoir une clause de take-or-pay, par laquelle le client s'engage à payer le montant du gaz contracté, même s'il ne peut (ou ne veut) le recevoir. C'est la structure adoptée dans les contrats entre producteurs et consommateurs actuellement en vigueur en Côte d'Ivoire.

A6.14 *Tarif binôme*. Ils est composé de 2 éléments. Le premier consiste en une « charge de demande » basée sur la demande maximale par unité de temps (jour ou mois) dont le client a besoin, et une « charge de consommation » basée sur le volume de gaz réellement consommé par ce client dans cette période de temps. La charge de demande est indépendante de

la consommation réelle et doit être acquittée quel soit le volume consommé. Ce type de tarif à le mérite d'envoyer le bon "signal de prix" aux consommateurs quant à leur mode et profil d'utilisation du gaz. En effet les consommateurs qui utilisent le gaz de façon sporadique ou imprévisible obligent les opérateurs à leur consacrer des infrastructures et des approvisionnements fixes importants, puisque ces opérateurs s'engagent par contrat à leur fournir en tous temps la quantité de gaz contractée. La caractéristique de ce tarif est de refléter et de facturer (au moins en partie) le coût des ouvrages en service. En même temps, il est plus équitable que le principe du take-or-pay puisque le client, s'il paie régulièrement sa quote-part des infrastructures, ne paie en revanche pas le gaz qu'il n'a pas consommé.

### **Tarif interruptible**

A6.12 Il s'applique aux clients pour lesquels le service de transport ou de distribution de gaz peut être interrompu à tout moment (après préavis) par l'opérateur du réseau gazier (mais pas par le client, qui doit prendre le gaz tant qu'il est disponible). Ce tarif sert généralement à écouler la capacité excédentaire du vendeur, mais cette capacité peut être rappelée si elle est requise par les clients réguliers (à débit stable) du réseau, ou en cas de problème technique sur le réseau. Un tarif interruptible est généralement proportionnel (il ne comprend pas de charge de demande puisqu'il ne garantit précisément pas la fourniture continue de gaz).

### **Structure proposée**

A6.13 Considérant les objectifs poursuivis dans l'établissement de tarifs simples, transparents et équitables, mais aussi les caractéristiques générales de la clientèle potentielle, on peut envisager une structure tarifaire composée de 3 tarifs : un tarif général binôme, un tarif à souscription, et un tarif interruptible. La mise en place de ces trois tarifs assure non seulement la simplicité de la structure, mais permet aussi son évolution éventuelle par l'addition de sous-tarifs appropriés, advenant la croissance importante de la clientèle, sans toutefois changer le principe tarifaire d'origine.

- *Tarif général binôme.* Ce tarif à composante de demande est destiné à la clientèle industrielle petite et moyenne ainsi qu'aux clients potentiels du secteur tertiaire. Il comprend un abonnement mensuel fixe, destiné à recouvrer les charges fixes de réseau (amortissement et entretien) et de traitement de la clientèle (relevé, facturation, encaissement, etc.), et un prix par unité d'énergie réellement consommée.
- *Tarif à souscription.* Il s'agit aussi d'un tarif binôme, destiné aux clients industriels à forte consommation pour lesquels des infrastructures spécifiques peuvent devoir être construites. La composante de demande n'est plus forfaitaire, mais proportionnelle au volume de gaz réellement souscrit par le consommateur. La composante de consommation est moins élevée que celle du tarif général, reflétant ainsi le profil de charge généralement plus intéressant de cette catégorie d'utilisateurs.
- *Tarif interruptible.* Ce tarif, dont les taux seraient relativement bas puisqu'ils ne refléteraient que les coûts variables, s'appliquerait aux clients industriels dont les équipements seraient munis de brûleurs au mazout et aussi au gaz naturel leur

permettant ainsi, sans trop de problèmes, de passer d'une source d'énergie à une autre.

# Annex 7

---

## Réglementation économique

### Objectifs de la réglementation tarifaire

A7.1 La réglementation économique concerne l'élaboration, la mise en oeuvre et la surveillance des tarifs et des éléments économiques non tarifaires (coût de branchement ou de raccordement, coût du compteur, etc.) appliqués par les opérateurs qui interviennent dans le transport, le stockage et la distribution du gaz naturel et des gaz de réseaux. Elle ne traite pas des prix du gaz à la production dans le cas de contrats commerciaux conclus directement entre un fournisseur de gaz et un utilisateur final. En revanche, elle peut traiter du prix du gaz à la production—comme de tout autre élément économique—dès lors que le gaz est acquis, dans un but de revente, par un opérateur placé en situation de monopole naturel. Ce peut être le cas d'une entreprise de transport ou de distribution qui achète le gaz pour le revendre à sa clientèle, ou d'un grossiste qui assure une fonction commerciale mais pas l'acheminement physique du gaz.

A7.2 Plus précisément, l'autorité en charge de la réglementation économique a pour mission de discuter, d'approuver et de contrôler :

- les niveaux de revenus requis par les opérateurs pour exercer leur activité,
- les structures tarifaires proposées par les opérateurs,
- les niveaux des tarifs,
- l'ajustement périodique des tarifs,
- les projets de développement des opérateurs, leur justification économique, les ressources qu'ils comptent y consacrer,
- leur prévisions d'activité.

## **Modèles de réglementation tarifaire**

A7.3 Il existe plusieurs modèles pour réglementer les activités de transport et de distribution du gaz naturel. Les principes et techniques de réglementation qui sous-tendent ces activités sont similaires pour le transport et la distribution du gaz et relèvent généralement de la même autorité (ou d'autorités distinctes lorsqu'il existe plusieurs juridictions à l'intérieur du même secteur d'activité). En général, la réglementation vise à trouver un juste équilibre entre les intérêts des utilisateurs et ceux des investisseurs. Les deux modèles présentés ci-dessous sont les plus répandus. Ils ont naturellement chacun ses avantages et ses inconvénients qui seront discutés dans le cours du chapitre.

### ***Réglementation par le coût de service***

A7.4 Le modèle de réglementation classique, basé sur le coût du service, insiste sur le contrôle des coûts. Les tarifs sont fixés de manière à permettre aux utilisateurs d'obtenir le service dont ils ont besoin à un coût raisonnable, et aux investisseurs de recouvrer leurs frais et de tirer un rendement acceptable de leurs investissements dans un gazoduc ou un réseau de distribution. Les tarifs sont établis à partir des prévisions du débit et du volume de gaz acheminé par le réseau concerné, et du coût global de cette activité. Sont inclus dans le calcul du coût du service les charges de remboursement de la dette, les frais d'exploitation, les charges fiscales, les provisions pour renforcement et extensions, et le rendement du capital des investisseurs.

A7.5 Le rendement qu'un opérateur est autorisé à obtenir sur son capital peut être matière à litige. Les investissements étant financés à la fois par la dette et le capital propre, il faut en déterminer la proportion appropriée dans la structure du capital et les coûts correspondants. Etant donné que les intérêts sont déductibles d'impôts, les emprunts sont habituellement un mode de financement moins coûteux que le capital-actions. Par ailleurs, les actionnaires ont droit à une juste compensation pour le risque qu'ils assument en investissant dans le pipeline. Si l'autorité de réglementation juge inacceptable la structure du capital réelle d'une compagnie, elle peut calculer le rendement autorisé sur la base d'une structure du capital présumée.

### ***Réglementation par les prix-plafond ("price cap")***

A7.6 Le principe des prix plafond, ou évolution programmée des tarifs, est un mécanisme qui permet à un opérateur d'ajuster ses tarifs pour une période spécifique (3 à 5 ans), sans avoir recours entre temps à l'autorité de réglementation. Le plafond est établi en fonction d'une formule où l'ajustement est basé sur l'augmentation annuelle prévue des coûts d'exploitation, diminuée de l'effet d'une augmentation de la productivité. L'opérateur peut augmenter ses tarifs pour atteindre un montant au maximum égal au prix plafond établi selon la formule d'ajustement. Par cette méthode, l'opérateur peut ajuster ses tarifs en temps réel face à l'évolution de la concurrence sur le marché; il garde l'excédent des profits lorsque l'amélioration de sa productivité dépasse le taux de productivité initialement estimé. Cette formule peut être appliquée à l'ensemble du coût de service ou à chacune de ses composantes. Le calcul du coût de service et des tarifs de base qui servent à définir les prix plafonds implique une démarche détaillée et rigoureuse.

## Comparaison des modèles

A7.7 Le coût de service est le plus confortable pour l'investisseur. En effet, une fois terminée la discussion avec l'autorité de réglementation, laquelle portera, en définitive, sur le niveau de rendement du capital accordé à l'investisseur, celui-ci peut appliquer des niveaux de tarifs qui lui permettent d'obtenir un rendement garanti de son capital. Ce modèle est parfois contesté en ce qu'il n'incite pas à rechercher une plus grande efficacité, et peut même conduire l'opérateur à des sur-investissements, des dépenses non nécessaires, donc à du gaspillage et à des coûts de service supérieurs aux besoins réels.

A7.8 A l'inverse, les prix-plafond encouragent l'opérateur à améliorer sa productivité en réduisant ses coûts ou en offrant des services et produits innovants. De plus, l'adoption de cette méthode élimine, après la période de démarrage, le besoin de calculer le taux de rendement de l'avoir des actionnaires (le taux de rendement est calculé au moins pour la première fois selon la méthode traditionnelle du coût de service), mais toutefois présente un défi au niveau de l'établissement d'un indice des prix à la consommation représentatif et d'un indice de productivité raisonnable. Il s'agit d'un modèle de réglementation simple et peu coûteux à gérer une fois passée la période de démarrage.

A7.9 Le principe des prix-plafond est bien adapté à des opérateurs qui interviennent dans des marchés matures, où la plupart des grands investissements ont été réalisés, et où les dépenses d'exploitation courante (entretien, gestion de la clientèle) représente la plus grande part des coûts de l'opérateur. Dans ce cas, des économies d'exploitation substantielles peuvent être réalisées en agissant sur l'organisation des tâches et des activités, sur la masse salariale et sur la gestion des actifs d'exploitation (bâtiments, véhicules, etc.). C'est le cas des grands réseaux de distribution qui se sont développés au cours des décennies, ce qui explique que ce modèle ait été appliqué, par exemple, à la réforme de la réglementation gazière en Grande-Bretagne et, jusqu'à un certain point, en Argentine.

A7.10 Malgré l'avantage de la simplicité et d'une certaine "vertu" économique, le modèle des prix-plafond ne nous paraît pas adapté à une industrie gazière naissante. Dans ce dernier cas, le principal poste de dépenses est constitué par le remboursement de la dette contractée pour construire les ouvrages, et le rendement du capital investi par l'opérateur. Les dépenses liées à l'exploitation courante du réseau sont faibles, voire négligeables dans le cas d'un réseau de long transport. Toute incitation fondée sur l'amélioration de la productivité est inopérante car il n'y a pas d'assiette sur laquelle l'appuyer. En revanche, un opérateur investira si le projet considéré lui permet d'assurer une rémunération satisfaisante de son capital et de rembourser la dette contractée. A cet égard, le modèle du coût de service paraît mieux répondre à ces préoccupations.

## Processus d'établissement des tarifs

A7.11 La fixation initiale du revenu requis, c'est à dire le revenu total que le distributeur gazier est autorisé à collecter, découle des principes tarifaires énoncés dans le cadre institutionnel et réglementaire. Le principe tarifaire préconisé est basé sur le coût de service. Ce coût de service inclut tous les frais financiers et dépenses d'exploitation, tous les droits, redevances, taxes et impôts, ainsi que le rendement juste et raisonnable de l'avoir propre des investisseurs, en

tenant compte des risques inhérents aux investissements consentis. Initialement, le revenu requis par l'entreprise gazière est soumis à l'autorité de réglementation pour autorisation. Le revenu requis ainsi autorisé est ensuite utilisé par l'opérateur pour l'établissement des prix de la grille tarifaire, lesquels sont à leur tour soumis pour approbation à l'autorité de réglementation.

A7.12 La préparation de la grille tarifaire ainsi que les prix qui s'y rattachent sont du ressort de l'opérateur gazier. Il sera guidé dans l'élaboration de cette grille par les principes directeurs énoncés par l'autorité de réglementation et par le revenu requis qui lui aura été autorisé. La grille tarifaire ainsi que les prix qui en découlent seront autorisés avec ou sans modifications par l'autorité de réglementation et la grille tarifaire ainsi autorisée servira de base pour la confection des factures mensuelles aux consommateurs. Par la suite, chaque année, le revenu requis par le distributeur gazier est calculé par celui-ci et soumis à l'autorité de réglementation pour approbation. Après étude, selon un mécanisme et des procédures à définir dans le code gazier, l'autorité de réglementation décide de la demande déposée par le distributeur pour l'année visée.

**Tableau A7.1 - Pratiques et tendances réglementaires  
en Amérique du Nord et en Europe**

<i>Continent – Pays</i>	<i>Caractéristiques de l'industrie Gazière</i>	<i>Structure, rôle et responsabilités, modèle et degré d'interdépendance de l'autorité de réglementation</i>
Amérique du Nord (Etats-Unis, Canada)	<p>Marché mature, très concurrentiel compte tenu du nombre important de compagnies (Producteurs, transporteurs et distributeurs) non intégrées.</p> <p>Sociétés privées. Marché très atomisé et à caractère local (provincial au Canada). Peu de grosses sociétés</p> <p>Les consommateurs font leur choix entre les formes d'énergie, par l'intermédiaire du marché</p> <p>Toutes les formes d'énergie placées sur un pied d'égalité au niveau de la réglementation et de la fiscalité</p> <p>Transport de l'énergie selon le concept du libre accès</p> <p>Déréglementation et convergence électricité – gaz</p>	<p>Agence, Commission (USA) ou Régie (Québec) quasi judiciaire indépendante dans l'exercice de ses fonctions</p> <p>Entités sectorielles (électricité et gaz naturel, voire produits pétroliers) ou multi-sectorielles (eau et télécommunications, voire transports urbains)</p> <p>Agences aux niveaux fédéral (FERC; ONE), et local (Etats fédérés; Provinces)</p> <p>Très haut degré de transparence du processus, ouvert au public, lent et coûteux. Financées par l'industrie gazière</p> <p>Tarifs basés sur le coût de service avec une tendance vers une réglementation à caractère incitatif</p>



---

Europe	<p>Marché mature concurrentiel, sauf en Scandinavie et, jusqu'à un certain point, en Allemagne, où coexistent des zones exclusives mono-énergie.</p> <p>Sociétés publiques (France, Italie, Danemark), d'économie mixte (Pays-Bas), ou privées (Allemagne, Belgique, Espagne, Royaume Uni)</p> <p>Quelques sociétés verticalement intégrées (France, Royaume-Uni). Généralement : transport et distribution sont effectués par des sociétés indépendantes.</p> <p>Tendance vers la libéralisation et le dégroupement (<i>unbundling</i>) des activités sous la forte pression de la Commission Européenne (Directive Gaz)</p>	<p>Ministère, agence, commission ou comité de gouvernance relevant du Ministère de tutelle. Parfois Agence autonome (Royaume Uni : Ofgas)</p> <p>Faible transparence et indépendance du processus, à l'exception du Royaume Uni</p> <p>Tarifs souvent établis par l'Etat et publiés, en particulier pour le résidentiel. En pratique, les prix du gaz sont très proches des autres formes d'énergie (sauf électricité).</p> <p>Réglementation selon une formule de prix plafond au Royaume Uni</p>
--------	---	--

---



# Annex 8

---

## **l'Autorité de réglementation**

### **Instances de réglementation dans le cadre actuel**

A8.1 La définition de la stratégie et de la politique énergétiques, ainsi que le contrôle des activités ayant trait à la planification, au développement, à l'approvisionnement, à la distribution, à la performance technique et à la détermination des prix des hydrocarbures, incluant le gaz naturel, relèvent du gouvernement, et principalement de trois ministères :

- le Ministère des Ressources Minières et Pétrolières (MRMP),
- le Ministère de l'Énergie et des Transports (MET), ministère délégué auprès du Ministre des Infrastructures Économiques, chargé de l'Énergie et des Transports;
- le Ministère de la Promotion du Commerce Intérieur (MPCI);
- En outre, les ministères et directions suivants sont impliqués, selon les besoins et projets, dans l'industrie gazière :
- le Ministère de l'Économie, des Finances et du Plan (MEFP);
- le Ministère du Plan et du Développement Industriel, ministère délégué auprès du Premier Ministre (MPDI);
- le Bureau National d'Études Techniques et de Développement (BNETD).

A8.2 *Le Ministère des Ressources Minières et Pétrolières (MRMP)* (Direction des Hydrocarbures) est chargé de formuler la politique pétrolière et gazière, et d'encadrer directement toutes les activités qui s'y rapportent. La compétence ministérielle englobe les activités amont (contrats de prospection, législation et taxation, conditions et contrôle de production), aval (détermination des prix et réseaux de distribution) et les échanges internationaux (importations de pétrole brut et des produits pétroliers). Comme c'est le cas dans de nombreux pays où l'industrie des hydrocarbures a, de fait, démarré avec le pétrole, le gaz naturel est toujours considéré comme une activité connexe de l'industrie pétrolière

et ne dispose pas d'autonomie institutionnelle. Par convention, le gaz est traité avec le pétrole, y compris dans ses activités aval. De ce fait, les fonctions du MRMP ayant spécifiquement trait au secteur du gaz naturel ne sont pas actuellement définies. Par référence à celles que le Ministère exerce pour l'activité pétrolière, et en l'absence d'une organisation spécifique, elles pourraient être :

- l'établissement et l'application des réglementations relatives à la production, au transport et à la distribution,
- la coopération avec les autres ministères quant à la prévention et à l'atténuation des dommages environnementaux des opérations ayant trait au gaz naturel,
- la coordination des organisations publiques et privées prenant part à l'industrie du gaz naturel,
- la planification et l'ordonnancement de l'approvisionnement pour satisfaire la demande nationale,
- le transfert technologique et la formation,
- le rassemblement et l'analyse des statistiques de l'industrie.

A8.3 Le MRMP exerce la tutelle (non financière) sur les entreprises publiques du secteur amont et intermédiaire des hydrocarbures, et/ou qui ont une activité internationale. C'est ainsi que la Petroci qui, outre ses activités de détention des participations publiques dans l'amont, exerce d'importantes activités aval (raffinage, distribution et stockage de produits pétroliers), est sous la tutelle du MRMP. De même, la raffinerie SIR, qui dispose du monopole de l'exportation et de l'importation des produits pétroliers, ainsi que de l'importation de brut, dépend également du MRMP

A8.4 *Le Ministère de l'Énergie et des Transports (MET)* assure la mise en œuvre et le suivi de la politique du Gouvernement en matière d'équipements et d'infrastructures dans le domaine de l'énergie. En particulier, il a en charge la promotion et le contrôle de la production d'électricité et de la distribution des énergies conventionnelles. Il établit les tarifs des produits énergétiques. Il est le ministère de tutelle de certaines sociétés publiques œuvrant dans le secteur de l'énergie (hors amont), comme les sociétés et agences publiques électriques (EECI et FNEE). Dans le domaine des hydrocarbures, sa tutelle s'exerce sur les sociétés qui travaillent exclusivement dans le secteur aval, comme la Société de Gestion des Stocks Pétroliers de Côte d'Ivoire (GESTOCI) et le Gaz de Côte d'Ivoire (GDCI). Etant responsable des activités de distribution des produits énergétiques, il devrait logiquement être chargé du transport, de la distribution, et éventuellement du stockage du gaz naturel.

A8.5 *Le Ministère de la Promotion du Commerce Intérieur (MPCI)* assure la coordination de l'établissement et de la diffusion de la structure de prix des GPL, et ce, à trois niveaux : à la sortie du raffinage de la SIR, chez les distributeurs-grossistes, et chez les détaillants. Les détails de la structure des prix et leurs ajustements périodiques sont

élaborés par le MET, en coopération avec le MRMP et le Groupement Professionnel du Pétrole (GPP).

A8.6 *Le Ministère de l'Économie et des Finances (MEF) exerce la tutelle économique et financière sur toutes les sociétés à participation publique. Par conséquent, ses représentants sont chargés de l'application des arrêtés interministériels touchant ces sociétés.*

A8.7 *Le Ministère du Plan et du Développement Industriel (MPDI) est chargé, sous l'autorité du Premier Ministre, de la mise en œuvre et du suivi de la politique du Gouvernement en matière de planification et de développement industriel, en particulier de la promotion du secteur privé national et des investissements étrangers, et de l'application des dispositions du Code des investissements.*

### **Pourquoi un Régulateur autonome ?**

A8.8 Comme il a été vu auparavant (Chapitre 3), certaines entreprises doivent, pour livrer leurs produits, utiliser un réseau de canalisations dont la mise en place et l'entretien nécessitent des investissements élevés. Étant donné les coûts associés à de telles infrastructures, il s'avère non économique de permettre à plus d'une entreprise de mettre en place des réseaux parallèles ayant les mêmes fonctions. C'est pourquoi certains distributeurs se retrouvent en situation de monopole naturel, puisqu'ils sont pratiquement les seuls à pouvoir distribuer un certain produit aux consommateurs.

A8.9 Dans de nombreux pays d'Afrique, d'Europe et d'Amérique latine, la réglementation des activités monopolistes, comme les industries de réseaux<sup>18</sup>, est du ressort de l'Administration (nationale ou locale). Ce cadre institutionnel est d'autant mieux accepté et ancré dans la culture administrative que ces industries de réseaux sont fréquemment des entreprises publiques, voire des départements administratifs sans autonomie propre, comme les Régies. L'Administration exerce alors une triple tutelle : politique (définition de la stratégie et des orientations à long terme; choix des dirigeants), financière (contrôle -- et parfois établissement -- du budget; fixation des tarifs; octroi de subventions), et technique (normes d'utilisation des installations).

A8.10 Le problème majeur d'un tel cadre institutionnel tient à ce qu'il ne sépare pas clairement le politique de l'économique, ni l'exécution des tâches de son contrôle. L'Administration exerce en effet un double contrôle<sup>19</sup> : *politique* d'une part, comme représentant du pouvoir politique, donc garant de l'intérêt national, et *économique*, comme représentant de l'Etat actionnaire<sup>20</sup>. Alors qu'il est légitime qu'une entreprise qui opère dans un domaine qui touche à la notion de service public, réponde aux orientations définies *en amont* au niveau politique, il est nécessaire que l'intervention politique s'arrête à ce

<sup>18</sup> Distribution de l'électricité, du gaz et de l'eau; réseaux locaux de télécommunications; transports ferroviaires et urbains.

<sup>19</sup> En plus du contrôle technique.

<sup>20</sup> Dans le cas d'entreprises publiques.

stade et que la gestion quotidienne de l'entreprise s'exerce de façon autonome. Or l'expérience montre que le pouvoir politique a souvent le plus grand mal à cantonner son intervention à la définition des orientations stratégiques. Dans ce cas, la balance penche généralement du côté du politique et d'une trop grande intervention dans l'économie, en particulier dans l'établissement et le contrôle des tarifs et des prix. De surcroît, ce phénomène s'observe fréquemment alors même que l'activité économique est assurée par le secteur privé.

A8.11 Pour remédier à ces problèmes, la meilleure option est de confier à une entité aussi autonome que possible les aspects non stratégiques de la réglementation, en particulier la fixation et le contrôle de la politique tarifaire et des tarifs. Le présent chapitre a pour objet de discuter les principales caractéristiques de cette Autorité de réglementation, ou "Régulateur", c'est-à-dire:

- la couverture sectorielle de ses compétences,
- son degré d'autonomie vis-à-vis du pouvoir politique (exécutif et législatif),
- les conditions de son fonctionnement,
- ses missions et ses responsabilités.

### **Couverture sectorielle**

A8.12 Une question se pose sur l'étendue sectorielle des compétences du Régulateur<sup>21</sup>. Dans ce domaine se retrouve une vaste palette de configurations, qui va des Régulateurs très spécialisés qui ne connaissent que du gaz (Argentine, Grande Bretagne) aux Commissions dotées d'une compétence multi-sectorielle couvrant la totalité ou la majorité des industries de réseaux (Jamaïque, Costa-Rica; Etats fédérés des Etats-Unis et du Brésil). La spécialisation d'un Régulateur dans une activité unique (en l'occurrence le gaz) présente certes quelques avantages : il suffit d'une structure légère et peu coûteuse, et destinée à le rester, pour couvrir l'ensemble des compétences; d'autre part, la spécialisation permet d'acquérir rapidement une excellente connaissance du secteur et de ses intervenants. Ces deux avantages permettent logiquement d'instruire rapidement et efficacement les dossiers soumis.

A8.13 En revanche, d'autres facteurs font pencher la balance en faveur de Régulateurs sectoriels<sup>22</sup>, voire multi-sectoriels<sup>23</sup>, en particulier dans des pays où le volume d'activités sous-sectorielles justifient difficilement la création et le maintien d'un Régulateur spécifique. Le principe d'un Régulateur sectoriel (ou multi-sectoriel) offre de nombreux avantages, qui sont de trois ordres :

---

<sup>21</sup> Sur ce sujet, ainsi que sur les liens avec le pouvoir politique, on peut se reporter aux Notes FPD de W. Smith (PSDPP).

<sup>22</sup> Par exemple : l'ensemble des sous-secteurs énergétiques : gaz, électricité, voire certains segments de la distribution des produits pétroliers.

<sup>23</sup> Energie(s), eau, assainissement, télécommunications, transports urbains.

- il permet des économies d'échelle, notamment au niveau des compétences fonctionnelles (non techniques) de ses membres. Il existe de fait un grand nombre de caractères communs aux industries de réseaux, ce qui permet à un économiste, un juriste ou un analyste financier de gérer avec une égale efficacité des questions relatives à la distribution du gaz, de l'eau ou de l'électricité,
- il homogénéise et "lisse" les décisions qui dépassent le cadre spécifique d'un sous-secteur; il permet ainsi plus de cohérence et d'équité dans le traitement de dossiers concernant des entreprises ou des sous-secteurs qui peuvent être de fait en situation de concurrence. Il permet aussi de traiter de manière positive, non confrontationnelle, des dossiers qui sont par nature multi-énergies, comme la cogénération ou la production d'énergie électrique par le gaz,
- il garantit un plus grand degré d'autonomie du Régulateur. Celui-ci offre moins de prises au risque de séduction par les industries soumises à la réglementation, qui pourrait se développer lorsque les relations deviennent trop étroites. Il réduit aussi les risques de capture par le pouvoir politique, notamment par les Administrations sectorielles.

### **Indépendance du Régulateur**

A8.14 Le niveau d'indépendance inscrit dans les textes qui instituent le Régulateur, et que celui-ci pourra effectivement maintenir dans l'exercice de ses responsabilités, est un élément - clef de son efficacité et de sa permanence. Etablir pour une nouvelle institution un certain niveau d'indépendance, puis le garantir sur le long terme, n'est pas une tâche aisée, en particulier lorsque la tradition juridique et administrative accorde un poids prépondérant à l'appareil d'Etat et aux administrations qui en sont l'expression. Le degré d'indépendance accordé au Régulateur sera celui voulu initialement par le politique (exécutif comme législatif). Il s'exprimera au premier chef à travers le cadre des missions qui lui seront dévolues. En outre, il se manifestera à trois autres niveaux : le mode de nomination de ses membres, sa situation par rapport au pouvoir politique, et ses moyens de fonctionnement.

### ***Nomination des membres***

A8.15 Les membres de l'Autorité de réglementation seront choisis par le pouvoir politique. C'est non seulement inévitable, mais c'est aussi logique dans la mesure où la création de cette institution est un choix de nature politique. Il est très souhaitable que les nominations soient du ressort de l'exécutif et du législatif. Si le mandat du Régulateur comporte une mission d'arbitrage, il est souhaitable que l'institution judiciaire supérieure du pays participe également aux nominations. Les membres devraient être nommés pour une période de temps déterminée, et rester inamovibles pendant cette période, sauf en cas de faute grave. Enfin, les critères de sélection devraient accorder une part prépondérante aux qualifications professionnelles.

### ***Situation par rapport au pouvoir politique***

A8.16 Entre un simple département ministériel et une Agence largement indépendante, il existe un vaste spectre de configurations possibles. Entre ces deux situations extrêmes, on peut envisager trois niveaux d'autonomie, qui peuvent constituer les jalons d'un cheminement depuis une instance à responsabilités limitées, vers une institution qui acquiert une indépendance plus vaste au fur et à mesure que sa crédibilité s'affirme, tant vis-à-vis des autorités politiques que du public et des industries réglementées :

- une instance de réglementation autonome au sein d'un département ministériel. Son autonomie peut être renforcée en plaçant le Régulateur dans un Ministère à compétence générale, non sectorielle, tel le Ministère du Plan ou de l'Economie, ou directement sous l'Autorité du Premier Ministre. Cela contribuerait à éviter les conflits qui peuvent surgir avec les entreprises réglementées, surtout si coexistent des entreprises du secteur public (donc sous la tutelle d'un Ministère sectoriel) et du secteur privé. Il est toutefois souhaitable que le Régulateur ne soit pas placé au Ministère des Finances pour éviter les conflits d'intérêt entre les missions du Ministère et le mandat du Régulateur en matière tarifaire.
- une Agence dotée d'une certaine autonomie, dans laquelle une ou plusieurs administrations participent au processus de décision. Cette solution ne fait pas disparaître les risques d'intervention du pouvoir politique, mais renforce la crédibilité de l'institution par rapport à la première option.
- une Agence dotée d'une vaste autonomie dans le processus de décision, mais qui laisse ouverte une procédure d'appel extérieure (par exemple auprès d'une instance judiciaire ou du gouvernement). Cette situation présente l'avantage de bien séparer les responsabilités techniques des considérations politiques; elle concourt à renforcer la crédibilité du Régulateur en lui permettant de prendre des décisions fondées sur des critères strictement professionnels; mais elle permet au pouvoir politique de reprendre la main dès lors qu'il estime qu'une décision, même justifiée sur un plan professionnel, doit s'effacer devant les considérations politiques.

### ***Moyens de fonctionnement***

A8.17 De même que le mode de nomination de ses membres, l'origine des ressources nécessaires au fonctionnement du Régulateur doit figurer dans la loi d'établissement. Il est souhaitable que le volume de personnel consacré au fonctionnement du Régulateur demeure modeste, non seulement pour limiter le coût de fonctionnement mais aussi pour éviter le développement du principe de Peter. Fondamentalement le Régulateur a besoin de cinq types de compétences : *technique* pour la compréhension des problèmes d'exploitation rencontrés par les opérateurs, *économique* et *financière* pour la réglementation économique, *administrative* et *juridique* pour les autres domaines ainsi que pour les relations avec les pouvoirs publics. La diversité des compétences ne signifie pas



que le Régulateur doive disposer d'au moins un expert dans chaque domaine; les fonctions économique et financière peuvent être exercées par une même personne, de même que les fonctions juridique et administrative. Par ailleurs, il est nécessaire que, outre leur compétences professionnelles, les membres du Régulateur soient dotés individuellement d'une personnalité qui leur permette de faire face avec sérénité aux multiples pressions et recommandations qui ne manqueront pas d'émaner de toutes les parties concernées par leur activité.

A8.18 Comme vu plus haut, si la présence d'ingénieurs sectoriels est nécessaire pour chacune des activités et sous-secteurs réglementés, les autres fonctions doivent pouvoir être assurées par un "pool" d'experts multi-secteurs<sup>24</sup>. Afin de maintenir le noyau de base du personnel permanent à un niveau raisonnable, il doivent pouvoir confier des travaux à des consultants extérieurs et experts indépendants lorsque le besoin se fait sentir. Pour préserver la crédibilité du Régulateur, il est alors indispensable que la responsabilité de la décision lui revienne, et ne soit pas déléguée (ni perçue comme telle) à des intervenants extérieurs. Le niveau des rémunérations est un point délicat. Le mix de compétences professionnelles et humaines évoquées ci-dessus fait que les profils de poste ne seront pas aisés à remplir. Le Régulateur devra pouvoir offrir des rémunérations (directes et indirectes) déconnectées de la grille générale de la fonction publique. De même, les membres du Régulateur devront disposer de contrats à durée limitée et à mandat spécifique; ils ne devront pas être intégrés à la fonction publique.

A8.19 Pour renforcer l'autonomie du Régulateur, et ne pas peser sur les finances publiques, les ressources financières seront extérieures au budget général de l'Etat. Ces ressources proviennent généralement d'une taxe spécifique levée sur les opérateurs, qui ont l'autorisation de la répercuter sur les consommateurs. Pour s'assurer que le Régulateur ne bénéficie pas indûment d'un excès de ressources qui pourrait découler, par exemple, du développement plus rapide que prévu des activités réglementées, le montant maximum de son budget et l'assiette de son prélèvement peuvent être inscrits dans la loi d'établissement. Son montant réel annuel est proposé par le Conseil d'administration du Régulateur et voté par l'Assemblée. Les niveaux de la taxe spécifique sont modérés; ils oscillent généralement autour de 0,5 % à 1 % de la facture du consommateur. On peut aussi prélever un montant forfaitaire par consommateur, indépendant du montant de la facture. Cette méthode, plus simple à administrer, permet également une meilleure évaluation des prévisions de recettes lors de la préparation du budget du Régulateur.

### **Missions et responsabilités**

A8.20 D'une manière générale, on peut considérer que le rôle du Régulateur consiste à mettre en oeuvre et à faire appliquer le Code Gazier dans un cadre transparent, équitable et pérenne. Ses missions, de même que ses domaines de compétence et son mode de fonctionnement, seront déterminés par la loi. De fait, il n'existe pas de "modèle-type" que l'on retrouverait dans une majorité de pays où il existe un tel Régulateur. Les missions et les responsabilités qui lui sont allouées, de même que ses moyens de

---

<sup>24</sup> Dans l'hypothèse d'une Agence non spécialisée.

fonctionnement, varient d'un pays à l'autre, parfois de manière substantielle, afin de les adapter à la culture et aux traditions administratives et commerciales du pays. En revanche, il existe un certain consensus sur la répartition des prérogatives et des compétences entre instances politiques et Régulateur. On peut ainsi identifier un "noyau dur" d'attributions du Régulateur, qui constitue en quelque sorte le dénominateur commun de la majorité d'entre elles. Le tableau 7.1 ci-après montre clairement la séparation entre les attributions politiques d'une part, et les compétences "techniques" du Régulateur d'autre part -- y compris dans le sens de technique économique et administrative, voire judiciaire.

A8.21 S'il est vrai que le modèle institutionnel proposé introduit un "fait culturel" nouveau dans un pays profondément marqué par le poids de l'Administration comme relais du pouvoir politique, et par la notion de service public, il contribue également à clarifier les attributions et les missions des uns et des autres, tout en envoyant un signal positif fort en direction des investisseurs privés potentiels. Dans un environnement culturel qui réserve traditionnellement à l'Administration la mise en oeuvre et le contrôle des orientations et des décisions prises au niveau politique, l'introduction d'une instance d'un type nouveau, même munie d'un cahier des charges et de domaines de compétence strictement définis, représente une évolution certaine, aussi bien pour les opérateurs et les consommateurs que pour les institutions auparavant en charge de ces domaines. Cependant, le succès réel rencontré par plusieurs de ces nouvelles entités, y compris dans des pays dont la culture politique, économique et administrative est très éloignée du modèle anglo-saxon, tels l'Argentine et plusieurs pays latino-américains, donne des raisons de penser que la Côte d'Ivoire, qui bénéficie de surcroît d'une absence de "passé gazier", dispose du maximum de chances pour parfaitement intégrer ce nouveau contexte et le transformer en modèle pour l'Afrique, comme l'Argentine le fut pour l'Amérique latine.

Joint UNDP/World Bank  
ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

LIST OF REPORTS ON COMPLETED ACTIVITIES

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
<b>SUB-SAHARAN AFRICA (AFR)</b>			
Africa Regional	Anglophone Africa Household Energy Workshop (English)	07/88	085/88
	Regional Power Seminar on Reducing Electric Power System Losses in Africa (English)	08/88	087/88
	Institutional Evaluation of EGL (English)	02/89	098/89
	Biomass Mapping Regional Workshops (English)	05/89	--
	Francophone Household Energy Workshop (French)	08/89	--
	Interafrican Electrical Engineering College: Proposals for Short- and Long-Term Development (English)	03/90	112/90
	Biomass Assessment and Mapping (English)	03/90	--
	Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa (English)	06/96	182/96
	Commercialization of Marginal Gas Fields (English)	12/97	201/97
	Commercializing Natural Gas: Lessons from the Seminar in Nairobi for Sub-Saharan Africa and Beyond	01/00	225/00
	Africa Gas Initiative – Main Report: Volume I	02/01	240/01
Angola	Energy Assessment (English and Portuguese)	05/89	4708-ANG
	Power Rehabilitation and Technical Assistance (English)	10/91	142/91
	Africa Gas Initiative – Angola: Volume II	02/01	240/01
Benin	Energy Assessment (English and French)	06/85	5222-BEN
Botswana	Energy Assessment (English)	09/84	4998-BT
	Pump Electrification Prefeasibility Study (English)	01/86	047/86
	Review of Electricity Service Connection Policy (English)	07/87	071/87
	Tuli Block Farms Electrification Study (English)	07/87	072/87
	Household Energy Issues Study (English)	02/88	--
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	05/91	132/91
Burkina Faso	Energy Assessment (English and French)	01/86	5730-BUR
	Technical Assistance Program (English)	03/86	052/86
	Urban Household Energy Strategy Study (English and French)	06/91	134/91
Burundi	Energy Assessment (English)	06/82	3778-BU
	Petroleum Supply Management (English)	01/84	012/84
	Status Report (English and French)	02/84	011/84
	Presentation of Energy Projects for the Fourth Five-Year Plan (1983-1987) (English and French)	05/85	036/85
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	09/85	042/85
	Peat Utilization Project (English)	11/85	046/85
	Energy Assessment (English and French)	01/92	9215-BU
Cameroon	Africa Gas Initiative – Cameroon: Volume III	02/01	240/01
Cape Verde	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5073-CV
	Household Energy Strategy Study (English)	02/90	110/90
Central African Republic	Energy Assessment (French)	08/92	9898-CAR
Chad	Elements of Strategy for Urban Household Energy The Case of N'djamena (French)	12/93	160/94
Comoros	Energy Assessment (English and French)	01/88	7104-COM
	In Search of Better Ways to Develop Solar Markets: The Case of Comoros	05/00	230/00
Congo	Energy Assessment (English)	01/88	6420-COB

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Congo	Power Development Plan (English and French)	03/90	106/90
	Africa Gas Initiative – Congo: Volume IV	02/01	240/01
Côte d'Ivoire	Energy Assessment (English and French)	04/85	5250-IVC
	Improved Biomass Utilization (English and French)	04/87	069/87
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	--
	Power Sector Efficiency Study (French)	02/92	140/91
	Project of Energy Efficiency in Buildings (English)	09/95	175/95
	Africa Gas Initiative – Côte d'Ivoire: Volume V	02/01	240/01
Ethiopia	Energy Assessment (English)	07/84	4741-ET
	Power System Efficiency Study (English)	10/85	045/85
	Agricultural Residue Briquetting Pilot Project (English)	12/86	062/86
	Bagasse Study (English)	12/86	063/86
	Cooking Efficiency Project (English)	12/87	--
	Energy Assessment (English)	02/96	179/96
Gabon	Energy Assessment (English)	07/88	6915-GA
	Africa Gas Initiative – Gabon: Volume VI	02/01	240/01
The Gambia	Energy Assessment (English)	11/83	4743-GM
	Solar Water Heating Retrofit Project (English)	02/85	030/85
	Solar Photovoltaic Applications (English)	03/85	032/85
	Petroleum Supply Management Assistance (English)	04/85	035/85
Ghana	Energy Assessment (English)	11/86	6234-GH
	Energy Rationalization in the Industrial Sector (English)	06/88	084/88
	Sawmill Residues Utilization Study (English)	11/88	074/87
	Industrial Energy Efficiency (English)	11/92	148/92
Guinea	Energy Assessment (English)	11/86	6137-GUI
	Household Energy Strategy (English and French)	01/94	163/94
Guinea-Bissau	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5083-GUB
	Recommended Technical Assistance Projects (English & Portuguese)	04/85	033/85
	Management Options for the Electric Power and Water Supply Subsectors (English)	02/90	100/90
	Power and Water Institutional Restructuring (French)	04/91	118/91
Kenya	Energy Assessment (English)	05/82	3800-KE
	Power System Efficiency Study (English)	03/84	014/84
	Status Report (English)	05/84	016/84
	Coal Conversion Action Plan (English)	02/87	--
	Solar Water Heating Study (English)	02/87	066/87
	Peri-Urban Woodfuel Development (English)	10/87	076/87
	Power Master Plan (English)	11/87	--
	Power Loss Reduction Study (English)	09/96	186/96
	Implementation Manual: Financing Mechanisms for Solar Electric Equipment	07/00	231/00
Lesotho	Energy Assessment (English)	01/84	4676-LSO
Liberia	Energy Assessment (English)	12/84	5279-LBR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	06/85	038/85
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	081/87
Madagascar	Energy Assessment (English)	01/87	5700-MAG
	Power System Efficiency Study (English and French)	12/87	075/87
	Environmental Impact of Woodfuels (French)	10/95	176/95
Malawi	Energy Assessment (English)	08/82	3903-MAL
	Technical Assistance to Improve the Efficiency of Fuelwood Use in the Tobacco Industry (English)	11/83	009/83

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Malawi	Status Report (English)	01/84	013/84
Mali	Energy Assessment (English and French)	11/91	8423-MLI
	Household Energy Strategy (English and French)	03/92	147/92
Islamic Republic of Mauritania	Energy Assessment (English and French)	04/85	5224-MAU
	Household Energy Strategy Study (English and French)	07/90	123/90
Mauritius	Energy Assessment (English)	12/81	3510-MAS
	Status Report (English)	10/83	008/83
	Power System Efficiency Audit (English)	05/87	070/87
	Bagasse Power Potential (English)	10/87	077/87
	Energy Sector Review (English)	12/94	3643-MAS
Mozambique	Energy Assessment (English)	01/87	6128-MOZ
	Household Electricity Utilization Study (English)	03/90	113/90
	Electricity Tariffs Study (English)	06/96	181/96
	Sample Survey of Low Voltage Electricity Customers	06/97	195/97
Namibia	Energy Assessment (English)	03/93	11320-NAM
Niger	Energy Assessment (French)	05/84	4642-NIR
	Status Report (English and French)	02/86	051/86
	Improved Stoves Project (English and French)	12/87	080/87
	Household Energy Conservation and Substitution (English and French)	01/88	082/88
Nigeria	Energy Assessment (English)	08/83	4440-UNI
	Energy Assessment (English)	07/93	11672-UNI
Rwanda	Energy Assessment (English)	06/82	3779-RW
	Status Report (English and French)	05/84	017/84
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	08/86	059/86
	Improved Charcoal Production Techniques (English and French)	02/87	065/87
	Energy Assessment (English and French)	07/91	8017-RW
	Commercialization of Improved Charcoal Stoves and Carbonization Techniques Mid-Term Progress Report (English and French)	12/91	141/91
SADC	SADC Regional Power Interconnection Study, Vols. I-IV (English)	12/93	--
SADCC	SADCC Regional Sector: Regional Capacity-Building Program for Energy Surveys and Policy Analysis (English)	11/91	--
Sao Tome and Principe	Energy Assessment (English)	10/85	5803-STP
Senegal	Energy Assessment (English)	07/83	4182-SE
	Status Report (English and French)	10/84	025/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	05/85	037/85
	Preparatory Assistance for Donor Meeting (English and French)	04/86	056/86
	Urban Household Energy Strategy (English)	02/89	096/89
	Industrial Energy Conservation Program (English)	05/94	165/94
Seychelles	Energy Assessment (English)	01/84	4693-SEY
	Electric Power System Efficiency Study (English)	08/84	021/84
Sierra Leone	Energy Assessment (English)	10/87	6597-SL
Somalia	Energy Assessment (English)	12/85	5796-SO
Republic of South Africa	Options for the Structure and Regulation of Natural Gas Industry (English)	05/95	172/95
Sudan	Management Assistance to the Ministry of Energy and Mining	05/83	003/83
	Energy Assessment (English)	07/83	4511-SU
	Power System Efficiency Study (English)	06/84	018/84
	Status Report (English)	11/84	026/84

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Sudan	Wood Energy/Forestry Feasibility (English)	07/87	073/87
Swaziland	Energy Assessment (English)	02/87	6262-SW
	Household Energy Strategy Study	10/97	198/97
Tanzania	Energy Assessment (English)	11/84	4969-TA
	Peri-Urban Woodfuels Feasibility Study (English)	08/88	086/88
	Tobacco Curing Efficiency Study (English)	05/89	102/89
	Remote Sensing and Mapping of Woodlands (English)	06/90	--
	Industrial Energy Efficiency Technical Assistance (English)	08/90	122/90
	Power Loss Reduction Volume 1: Transmission and Distribution System Technical Loss Reduction and Network Development (English)	06/98	204A/98
	Power Loss Reduction Volume 2: Reduction of Non-Technical Losses (English)	06/98	204B/98
Togo	Energy Assessment (English)	06/85	5221-TO
	Wood Recovery in the Nangbeto Lake (English and French)	04/86	055/86
	Power Efficiency Improvement (English and French)	12/87	078/87
Uganda	Energy Assessment (English)	07/83	4453-UG
	Status Report (English)	08/84	020/84
	Institutional Review of the Energy Sector (English)	01/85	029/85
	Energy Efficiency in Tobacco Curing Industry (English)	02/86	049/86
	Fuelwood/Forestry Feasibility Study (English)	03/86	053/86
	Power System Efficiency Study (English)	12/88	092/88
	Energy Efficiency Improvement in the Brick and Tile Industry (English)	02/89	097/89
	Tobacco Curing Pilot Project (English)	03/89	UNDP Terminal Report
	Energy Assessment (English)	12/96	193/96
	Rural Electrification Strategy Study	09/99	221/99
Zaire	Energy Assessment (English)	05/86	5837-ZR
Zambia	Energy Assessment (English)	01/83	4110-ZA
	Status Report (English)	08/85	039/85
	Energy Sector Institutional Review (English)	11/86	060/86
	Power Subsector Efficiency Study (English)	02/89	093/88
	Energy Strategy Study (English)	02/89	094/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	08/90	121/90
Zimbabwe	Energy Assessment (English)	06/82	3765-ZIM
	Power System Efficiency Study (English)	06/83	005/83
	Status Report (English)	08/84	019/84
	Power Sector Management Assistance Project (English)	04/85	034/85
	Power Sector Management Institution Building (English)	09/89	--
	Petroleum Management Assistance (English)	12/89	109/89
	Charcoal Utilization Prefeasibility Study (English)	06/90	119/90
	Integrated Energy Strategy Evaluation (English)	01/92	8768-ZIM
	Energy Efficiency Technical Assistance Project: Strategic Framework for a National Energy Efficiency Improvement Program (English)	04/94	--
	Capacity Building for the National Energy Efficiency Improvement Programme (NEEIP) (English)	12/94	--
	Rural Electrification Study	03/00	228/00

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
<b>EAST ASIA AND PACIFIC (EAP)</b>			
Asia Regional	Pacific Household and Rural Energy Seminar (English)	11/90	--
China	County-Level Rural Energy Assessments (English)	05/89	101/89
	Fuelwood Forestry Preinvestment Study (English)	12/89	105/89
	Strategic Options for Power Sector Reform in China (English)	07/93	156/93
	Energy Efficiency and Pollution Control in Township and Village Enterprises (TVE) Industry (English)	11/94	168/94
	Energy for Rural Development in China: An Assessment Based on a Joint Chinese/ESMAP Study in Six Counties (English)	06/96	183/96
	Improving the Technical Efficiency of Decentralized Power Companies	09/99	222/999
Fiji	Energy Assessment (English)	06/83	4462-FIJ
Indonesia	Energy Assessment (English)	11/81	3543-IND
	Status Report (English)	09/84	022/84
	Power Generation Efficiency Study (English)	02/86	050/86
	Energy Efficiency in the Brick, Tile and Lime Industries (English)	04/87	067/87
	Diesel Generating Plant Efficiency Study (English)	12/88	095/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	02/90	107/90
	Biomass Gasifier Preinvestment Study Vols. I & II (English)	12/90	124/90
	Prospects for Biomass Power Generation with Emphasis on Palm Oil, Sugar, Rubberwood and Plywood Residues (English)	11/94	167/94
Lao PDR	Urban Electricity Demand Assessment Study (English)	03/93	154/93
	Institutional Development for Off-Grid Electrification	06/99	215/99
Malaysia	Sabah Power System Efficiency Study (English)	03/87	068/87
	Gas Utilization Study (English)	09/91	9645-MA
Myanmar	Energy Assessment (English)	06/85	5416-BA
Papua New Guinea	Energy Assessment (English)	06/82	3882-PNG
	Status Report (English)	07/83	006/83
	Energy Strategy Paper (English)	--	--
	Institutional Review in the Energy Sector (English)	10/84	023/84
	Power Tariff Study (English)	10/84	024/84
Philippines	Commercial Potential for Power Production from Agricultural Residues (English)	12/93	157/93
	Energy Conservation Study (English)	08/94	--
Solomon Islands	Energy Assessment (English)	06/83	4404-SOL
	Energy Assessment (English)	01/92	979-SOL
South Pacific	Petroleum Transport in the South Pacific (English)	05/86	--
Thailand	Energy Assessment (English)	09/85	5793-TH
	Rural Energy Issues and Options (English)	09/85	044/85
	Accelerated Dissemination of Improved Stoves and Charcoal Kilns (English)	09/87	079/87
	Northeast Region Village Forestry and Woodfuels Preinvestment Study (English)	02/88	083/88
	Impact of Lower Oil Prices (English)	08/88	--
	Coal Development and Utilization Study (English)	10/89	--
Tonga	Energy Assessment (English)	06/85	5498-TON
Vanuatu	Energy Assessment (English)	06/85	5577-VA
Vietnam	Rural and Household Energy-Issues and Options (English)	01/94	161/94

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Vietnam	Power Sector Reform and Restructuring in Vietnam: Final Report to the Steering Committee (English and Vietnamese)	09/95	174/95
	Household Energy Technical Assistance: Improved Coal Briquetting and Commercialized Dissemination of Higher Efficiency Biomass and Coal Stoves (English)	01/96	178/96
	Petroleum Fiscal Issues and Policies for Fluctuating Oil Prices In Vietnam	02/01	236/01
Western Samoa	Energy Assessment (English)	06/85	5497-WSO
<b>SOUTH ASIA (SAS)</b>			
Bangladesh	Energy Assessment (English)	10/82	3873-BD
	Priority Investment Program (English)	05/83	002/83
	Status Report (English)	04/84	015/84
	Power System Efficiency Study (English)	02/85	031/85
	Small Scale Uses of Gas Prefeasibility Study (English)	12/88	--
India	Opportunities for Commercialization of Nonconventional Energy Systems (English)	11/88	091/88
	Maharashtra Bagasse Energy Efficiency Project (English)	07/90	120/90
	Mini-Hydro Development on Irrigation Dams and Canal Drops Vols. I, II and III (English)	07/91	139/91
	WindFarm Pre-Investment Study (English)	12/92	150/92
	Power Sector Reform Seminar (English)	04/94	166/94
	Environmental Issues in the Power Sector (English)	06/98	205/98
	Environmental Issues in the Power Sector: Manual for Environmental Decision Making (English)	06/99	213/99
	Household Energy Strategies for Urban India: The Case of Hyderabad	06/99	214/99
	Greenhouse Gas Mitigation In the Power Sector: Case Studies From India	02/01	237/01
Nepal	Energy Assessment (English)	08/83	4474-NEP
	Status Report (English)	01/85	028/84
	Energy Efficiency & Fuel Substitution in Industries (English)	06/93	158/93
Pakistan	Household Energy Assessment (English)	05/88	--
	Assessment of Photovoltaic Programs, Applications, and Markets (English)	10/89	103/89
	National Household Energy Survey and Strategy Formulation Study: Project Terminal Report (English)	03/94	--
	Managing the Energy Transition (English)	10/94	--
	Lighting Efficiency Improvement Program Phase 1: Commercial Buildings Five Year Plan (English)	10/94	--
Sri Lanka	Energy Assessment (English)	05/82	3792-CE
	Power System Loss Reduction Study (English)	07/83	007/83
	Status Report (English)	01/84	010/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	03/86	054/86
<b>EUROPE AND CENTRAL ASIA (ECA)</b>			
Bulgaria	Natural Gas Policies and Issues (English)	10/96	188/96
Central and Eastern Europe	Power Sector Reform in Selected Countries	07/97	196/97



<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Central and Eastern Europe	Increasing the Efficiency of Heating Systems in Central and Eastern Europe and the Former Soviet Union	08/00	234/00
	The Future of Natural Gas in Eastern Europe (English)	08/92	149/92
Kazakhstan	Natural Gas Investment Study, Volumes 1, 2 & 3	12/97	199/97
Kazakhstan & Kyrgyzstan	Opportunities for Renewable Energy Development	11/97	16855-KAZ
Poland	Energy Sector Restructuring Program Vols. I-V (English)	01/93	153/93
	Natural Gas Upstream Policy (English and Polish)	08/98	206/98
	Energy Sector Restructuring Program: Establishing the Energy Regulation Authority	10/98	208/98
Portugal	Energy Assessment (English)	04/84	4824-PO
Romania	Natural Gas Development Strategy (English)	12/96	192/96
Slovenia	Workshop on Private Participation in the Power Sector (English)	02/99	211/99
Turkey	Energy Assessment (English)	03/83	3877-TU
	Energy and the Environment: Issues and Options Paper	04/00	229/00

#### MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA (MNA)

Arab Republic of Egypt	Energy Assessment (English)	10/96	189/96
	Energy Assessment (English and French)	03/84	4157-MOR
	Status Report (English and French)	01/86	048/86
Morocco	Energy Sector Institutional Development Study (English and French)	07/95	173/95
	Natural Gas Pricing Study (French)	10/98	209/98
	Gas Development Plan Phase II (French)	02/99	210/99
Syria	Energy Assessment (English)	05/86	5822-SYR
	Electric Power Efficiency Study (English)	09/88	089/88
	Energy Efficiency Improvement in the Cement Sector (English)	04/89	099/89
	Energy Efficiency Improvement in the Fertilizer Sector (English)	06/90	115/90
Tunisia	Fuel Substitution (English and French)	03/90	--
	Power Efficiency Study (English and French)	02/92	136/91
	Energy Management Strategy in the Residential and Tertiary Sectors (English)	04/92	146/92
	Renewable Energy Strategy Study, Volume I (French)	11/96	190A/96
	Renewable Energy Strategy Study, Volume II (French)	11/96	190B/96
Yemen	Energy Assessment (English)	12/84	4892-YAR
	Energy Investment Priorities (English)	02/87	6376-YAR
	Household Energy Strategy Study Phase I (English)	03/91	126/91

#### LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN (LAC)

LAC Regional	Regional Seminar on Electric Power System Loss Reduction in the Caribbean (English)	07/89	--
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	04/97	194/97
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean - Status Report (English and Spanish)	12/97	200/97

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
LAC Regional	Harmonization of Fuels Specifications in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	06/98	203/98
Bolivia	Energy Assessment (English)	04/83	4213-BO
	National Energy Plan (English)	12/87	--
	La Paz Private Power Technical Assistance (English)	11/90	111/90
	Prefeasibility Evaluation Rural Electrification and Demand Assessment (English and Spanish)	04/91	129/91
	National Energy Plan (Spanish)	08/91	131/91
	Private Power Generation and Transmission (English)	01/92	137/91
	Natural Gas Distribution: Economics and Regulation (English)	03/92	125/92
	Natural Gas Sector Policies and Issues (English and Spanish)	12/93	164/93
	Household Rural Energy Strategy (English and Spanish)	01/94	162/94
	Preparation of Capitalization of the Hydrocarbon Sector	12/96	191/96
	Introducing Competition into the Electricity Supply Industry in Developing Countries: Lessons from Bolivia	08/00	233/00
	Final Report on Operational Activities Rural Energy and Energy Efficiency	08/00	235/00
Brazil	Energy Efficiency & Conservation: Strategic Partnership for Energy Efficiency in Brazil (English)	01/95	170/95
	Hydro and Thermal Power Sector Study	09/97	197/97
	Rural Electrification with Renewable Energy Systems in the Northeast: A Preinvestment Study	07/00	232/00
Chile	Energy Sector Review (English)	08/88	7129-CH
Colombia	Energy Strategy Paper (English)	12/86	--
	Power Sector Restructuring (English)	11/94	169/94
	Energy Efficiency Report for the Commercial and Public Sector (English)	06/96	184/96
Costa Rica	Energy Assessment (English and Spanish)	01/84	4655-CR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	11/84	027/84
	Forest Residues Utilization Study (English and Spanish)	02/90	108/90
Dominican Republic	Energy Assessment (English)	05/91	8234-DO
Ecuador	Energy Assessment (Spanish)	12/85	5865-EC
	Energy Strategy Phase I (Spanish)	07/88	--
	Energy Strategy (English)	04/91	--
	Private Minihydropower Development Study (English)	11/92	--
	Energy Pricing Subsidies and Interfuel Substitution (English)	08/94	11798-EC
	Energy Pricing, Poverty and Social Mitigation (English)	08/94	12831-EC
Guatemala	Issues and Options in the Energy Sector (English)	09/93	12160-GU
Haiti	Energy Assessment (English and French)	06/82	3672-HA
	Status Report (English and French)	08/85	041/85
	Household Energy Strategy (English and French)	12/91	143/91
Honduras	Energy Assessment (English)	08/87	6476-HO
	Petroleum Supply Management (English)	03/91	128/91
Jamaica	Energy Assessment (English)	04/85	5466-JM
	Petroleum Procurement, Refining, and Distribution Study (English)	11/86	061/86
	Energy Efficiency Building Code Phase I (English)	03/88	--
	Energy Efficiency Standards and Labels Phase I (English)	03/88	--
	Management Information System Phase I (English)	03/88	--
	Charcoal Production Project (English)	09/88	090/88
	FIDCO Sawmill Residues Utilization Study (English)	09/88	088/88

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Jamaica	Energy Sector Strategy and Investment Planning Study (English)	07/92	135/92
Mexico	Improved Charcoal Production Within Forest Management for the State of Veracruz (English and Spanish)	08/91	138/91
	Energy Efficiency Management Technical Assistance to the Comision Nacional para el Ahorro de Energia (CONAE) (English)	04/96	180/96
Panama	Power System Efficiency Study (English)	06/83	004/83
Paraguay	Energy Assessment (English)	10/84	5145-PA
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	09/85	--
	Status Report (English and Spanish)	09/85	043/85
Peru	Energy Assessment (English)	01/84	4677-PE
	Status Report (English)	08/85	040/85
	Proposal for a Stove Dissemination Program in the Sierra (English and Spanish)	02/87	064/87
	Energy Strategy (English and Spanish)	12/90	--
	Study of Energy Taxation and Liberalization of the Hydrocarbons Sector (English and Spanish)	120/93	159/93
	Reform and Privatization in the Hydrocarbon Sector (English and Spanish)	07/99	216/99
	Rural Electrification	02/01	238/01
Saint Lucia	Energy Assessment (English)	09/84	5111-SLU
St. Vincent and the Grenadines	Energy Assessment (English)	09/84	5103-STV
Sub Andean	Environmental and Social Regulation of Oil and Gas Operations in Sensitive Areas of the Sub-Andean Basin (English and Spanish)	07/99	217/99
Trinidad and Tobago	Energy Assessment (English)	12/85	5930-TR
<b>GLOBAL</b>			
	Energy End Use Efficiency: Research and Strategy (English)	11/89	--
	Women and Energy--A Resource Guide		
	The International Network: Policies and Experience (English)	04/90	--
	Guidelines for Utility Customer Management and Metering (English and Spanish)	07/91	--
	Assessment of Personal Computer Models for Energy Planning in Developing Countries (English)	10/91	--
	Long-Term Gas Contracts Principles and Applications (English)	02/93	152/93
	Comparative Behavior of Firms Under Public and Private Ownership (English)	05/93	155/93
	Development of Regional Electric Power Networks (English)	10/94	--
	Roundtable on Energy Efficiency (English)	02/95	171/95
	Assessing Pollution Abatement Policies with a Case Study of Ankara (English)	11/95	177/95
	A Synopsis of the Third Annual Roundtable on Independent Power Projects: Rhetoric and Reality (English)	08/96	187/96
	Rural Energy and Development Roundtable (English)	05/98	202/98
	A Synopsis of the Second Roundtable on Energy Efficiency: Institutional and Financial Delivery Mechanisms (English)	09/98	207/98
	The Effect of a Shadow Price on Carbon Emission in the Energy Portfolio of the World Bank: A Carbon		

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Global	Backcasting Exercise (English)	02/99	212/99
	Increasing the Efficiency of Gas Distribution Phase I: Case Studies and Thematic Data Sheets	07/99	218/99
	Global Energy Sector Reform in Developing Countries: A Scorecard	07/99	219/99
	Global Lighting Services for the Poor Phase II: Text Marketing of Small "Solar" Batteries for Rural Electrification Purposes	08/99	220/99
	A Review of the Renewable Energy Activities of the UNDP/ World Bank Energy Sector Management Assistance Programme 1993 to 1998	11/99	223/99
	Energy, Transportation and Environment: Policy Options for Environmental Improvement	12/99	224/99
	Privatization, Competition and Regulation in the British Electricity Industry, With Implications for Developing Countries	02/00	226/00
	Reducing the Cost of Grid Extension for Rural Electrification	02/00	227/00
	Undeveloped Oil and Gas Fields in the Industrializing World	02/01	239/01

2/13/01





The World Bank

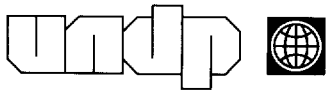
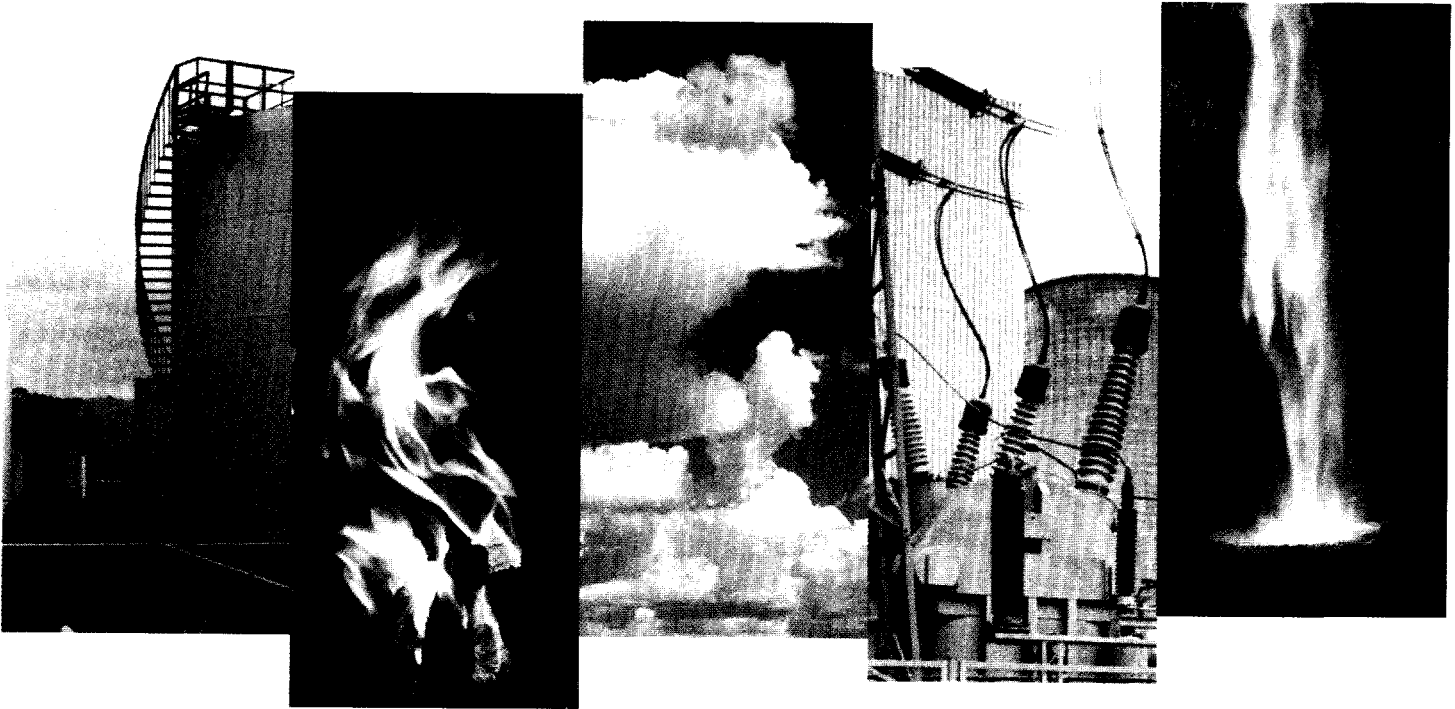
1818 H Street, NW

Washington, DC 20433 USA

Tel.: 1.202.458.2321 Fax: 1.202.522.3018

Internet: [www.esmap.org](http://www.esmap.org)

Email: [esmap@worldbank.org](mailto:esmap@worldbank.org)



A joint UNDP/World Bank Programme