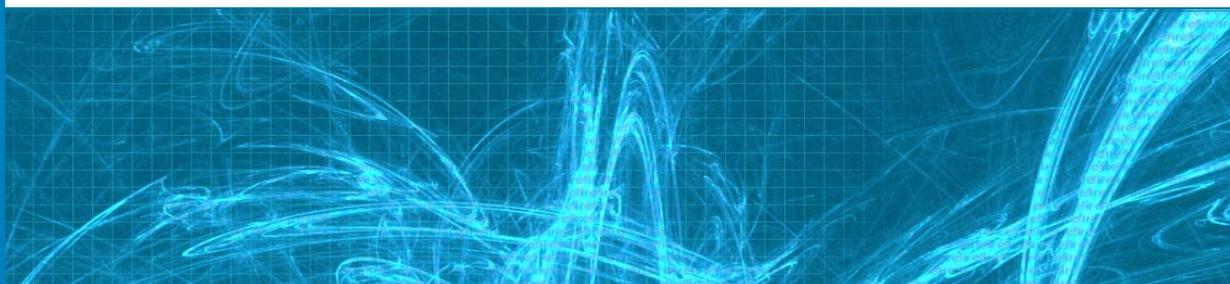




**PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA**  
Secretaría Técnica de Planificación

**MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS  
Y COMUNICACIONES**  
Viceministerio de Minas y Energía



**PLAN ESTRATÉGICO DEL SECTOR ENERGÉTICO  
DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY (2004-2013)**

**Enero 2005**

## ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN

AGRADECIMIENTOS

ABREVIATURAS

PRINCIPALES REFERENCIAS DOCUMENTALES

### **DOCUMENTO 1: ANÁLISIS Y PLAN ESTRATÉGICO**

CAPÍTULO I. SISTEMA SOCIOECONÓMICO DE PARAGUAY. LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS

CAPÍTULO II. ENTORNO ENERGÉTICO INTERNACIONAL

CAPÍTULO III. LOS BALANCES ENERGÉTICOS DE PARAGUAY Y MERCOSUR

CAPÍTULO IV. EL SECTOR ELÉCTRICO

CAPÍTULO V. EL SECTOR DEL PETRÓLEO

CAPÍTULO VI. EL SECTOR DEL GAS NATURAL

CAPÍTULO VII. ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

CAPÍTULO VIII. ESCENARIOS ENERGÉTICOS

CAPÍTULO IX. EL PLAN ESTRATÉGICO

ANEXO 1. RESUMEN DE LA OPINIÓN DE LOS EXPERTOS

ANEXO 2. UNA POLÍTICA DE DESARROLLO PARA PARAGUAY

ANEXO 3. ECONOMÍA DE ARGENTINA, BRASIL Y URUGUAY

ANEXO 4. BREVE DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ARGENTINA, BRASIL Y URUGUAY

ANEXO 5. ESCENARIOS ENERGÉTICOS DE MERCOSUR DISEÑADOS POR OLADE

ANEXO 6. ITAIPÚ BINACIONAL

- ANEXO 7. ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ
- ANEXO 8. EL BIODIESEL. UN RETO PARA PARAGUAY
- ANEXO 9. PERSPECTIVA DE INVERSIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

## **DOCUMENTO 2: PROPUESTA DE UN NUEVO MARCO REGULADOR**

- CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN
- CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA
- CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN LOS PAÍSES DEL MERCOSUR
- CAPÍTULO 4. ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN PARAGUAY
- CAPÍTULO 5. DIAGNÓSTICO
- CAPÍTULO 6. PROPUESTA DE UN NUEVO MARCO REGULADOR

## PRESENTACIÓN

Este proyecto se enmarca dentro de la subvención concedida por el Gobierno Español a petición del Gobierno de Paraguay para la realización del estudio de viabilidad que elaborará el Plan Estratégico del Sector Energético de la República del Paraguay para el periodo 2004 - 2013.

La Secretaría Técnica de Planificación del Desarrollo Económico y Social de la Presidencia de la República del Paraguay (STP) encargó la realización de dicho estudio a Ingeniería, Estudios y Proyectos, NIP,S.A. (NIPSA).

Para la realización de este Proyecto, NIPSA cuenta con la colaboración de Masons Buxeda Menchén, que se ha ocupado especialmente de la parte regulatoria.



Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A.

C/ Javier Ferrero, 10

28002 MADRID (ESPAÑA)

☎ + 34 91 102 36 47

☎ + 34 91 102 36 30

✉ [nipsa@nipsa.es](mailto:nipsa@nipsa.es)

Web: [www.nipsa.es](http://www.nipsa.es)



**MASONS BUXEDA-MENCHEN**  
ABOGADOS

Masons Buxeda Menchén Abogados

C/ José Ortega y Gasset, 29

28006 MADRID (ESPAÑA)

☎ + 34 91 436 33 25

☎ + 34 91 436 33 29

A Member of Masons International

El **Estudio** que se presenta tiene un **objetivo prioritario**. Diseñar un **Plan Estratégico** del Sector Energético (PESE) de Paraguay, así como un **Marco Regulatorio** que le sirva de apoyo.

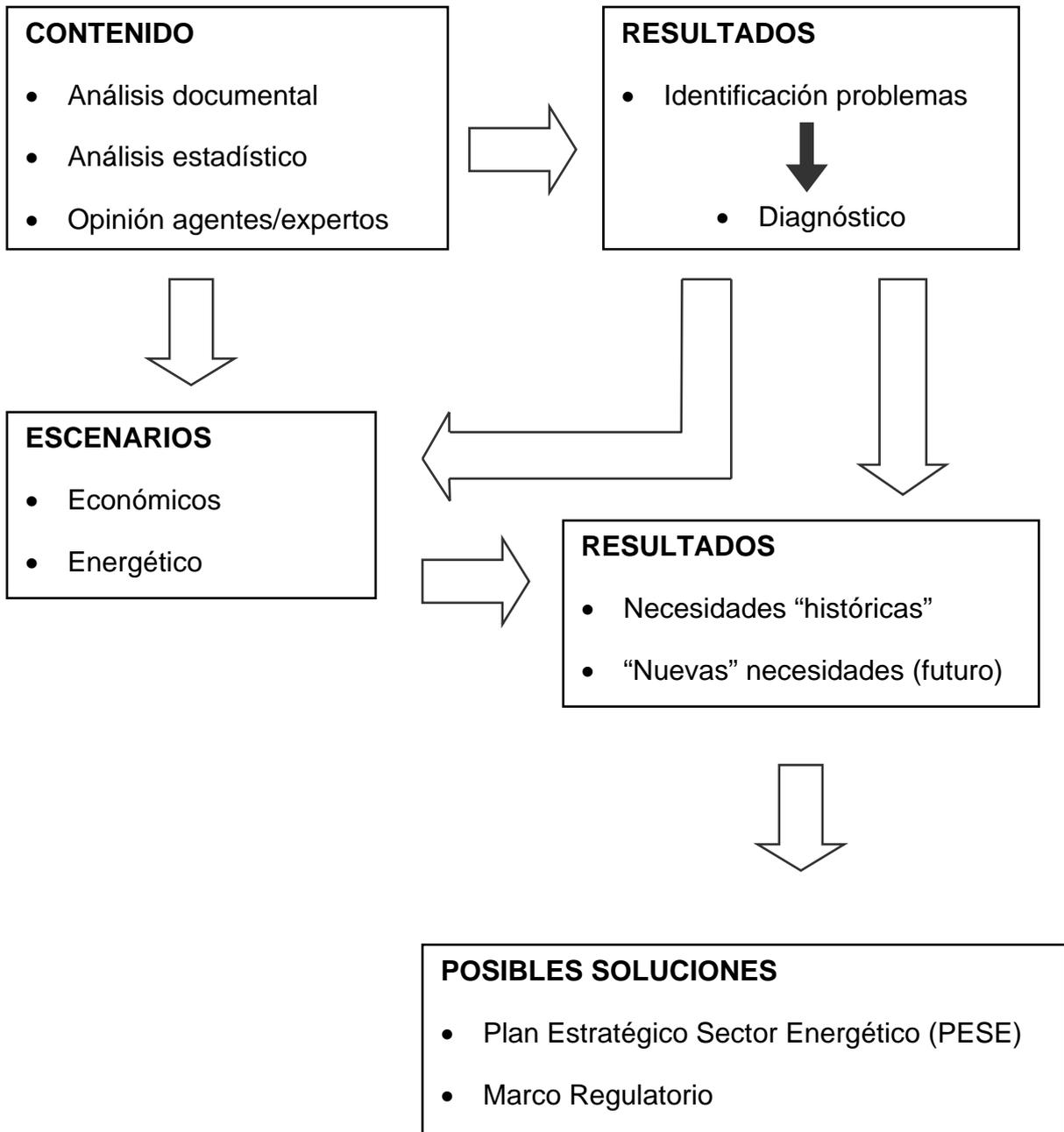
Para conseguir el objetivo citado, el Estudio lleva a cabo un **análisis** de la información estadística y documental existente lo suficientemente detallado como para poder emitir un diagnóstico y, sobre todo, identificar los problemas que limitan el desarrollo/funcionamiento del Sector de la Energía de Paraguay. El análisis estadístico y documental se complementa, además, con la opinión de los **agentes** y **expertos** implicados en la economía y, en particular, en el sector energético del país.<sup>1</sup>

Los autores del Estudio pretenden, por tanto, que una vez conocida la situación socioeconómica y energética de Paraguay a través del **análisis de la información** (estadística y documental) existente y de la opinión de los **agentes/expertos**, diseñar un Plan Energético realista y asumible por todos, así como proponer un **Marco Regulatorio** que no sólo le sirva de apoyo sino que además adapte el Sector de la Energía al régimen de funcionamiento de los sistemas energéticos del MERCOSUR, de tal manera que, llegado el momento, Paraguay pueda beneficiarse de las sinergias potenciales que podría generar un mercado único de la energía (redes y gasoductos transfronterizos, por ejemplo).

---

<sup>1</sup> En el Anexo 1 se presenta un resumen de la opinión expresada por los agentes y expertos entrevistados en el mes de Noviembre de 2003.

El **método de trabajo** utilizado en el Estudio se pueda resumir de manera muy esquemática en los siguientes términos:



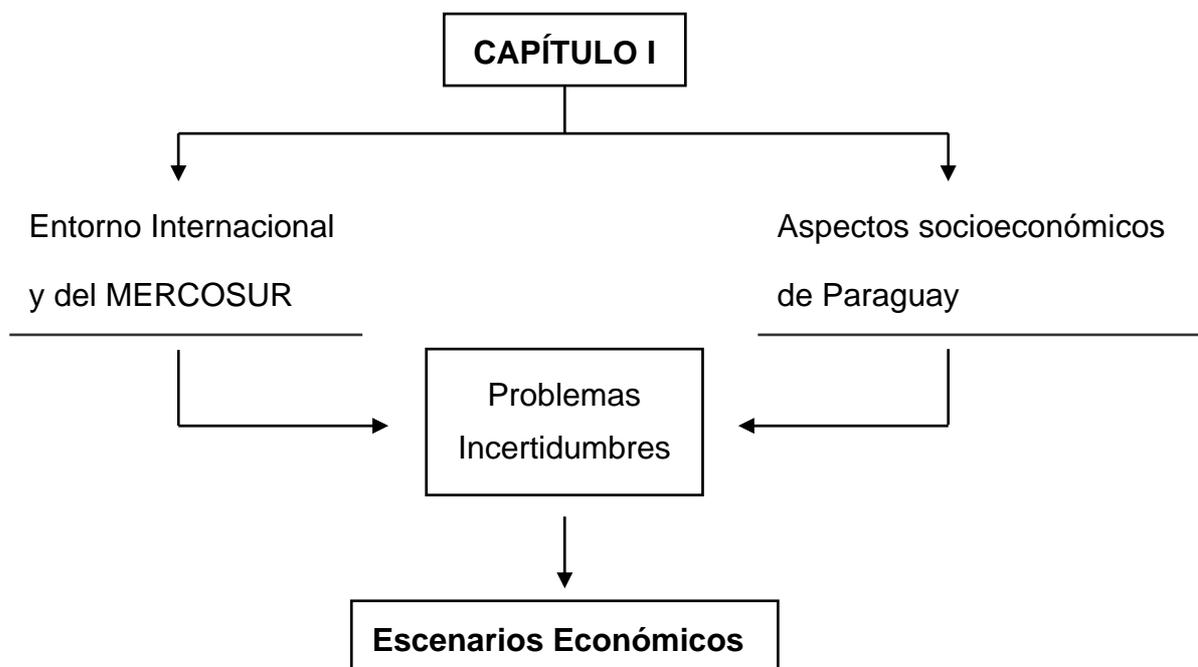
El Estudio se ha estructurado en **dos grandes bloques** que se presentan en **dos grandes documentos**:

- Bloque socioeconómico y energético (primer documento)
- Bloque regulatorio (segundo documento)

En todos los bloques se analiza la situación de Paraguay, ligándola y comparándola con la correspondiente internacional y, principalmente, con la de MERCOSUR.

El primer bloque socioeconómico y energético consta de nueve capítulos. En el Capítulo I se analiza el sistema socioeconómico de Paraguay, enmarcándolo y comparándolo con el entorno económico internacional y del MERCOSUR<sup>2</sup>.

El Capítulo I también aporta una aproximación a las perspectivas económicas internacionales, del MERCOSUR y de Paraguay. En el caso de este último país se diseñan tres escenarios de evolución del PIB para el período 2003-2013.



<sup>2</sup> En el Anexo 3 se aporta una breve descripción de la situación económica de Argentina, Brasil y Uruguay.

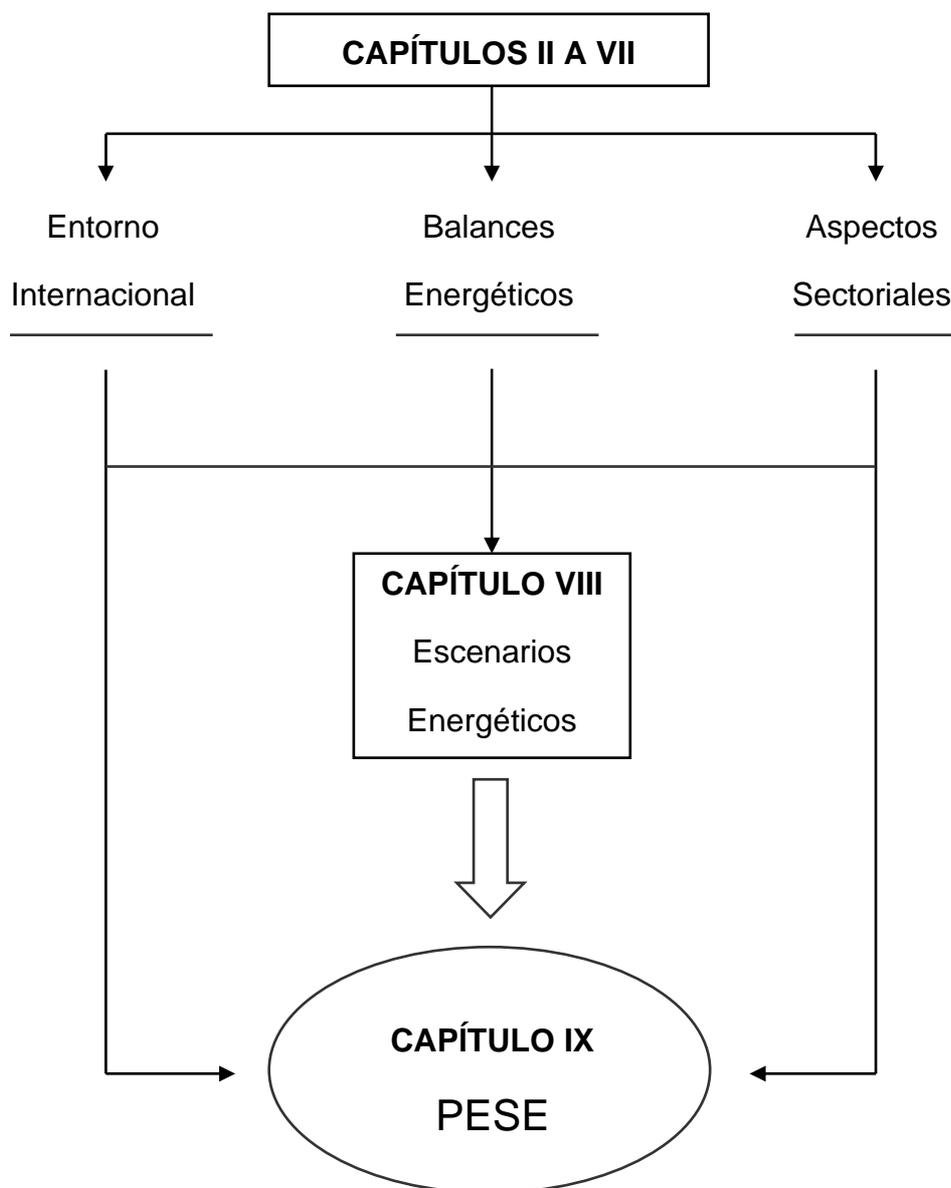
El primer bloque se completa con el análisis de los **aspectos energéticos** y consta de **ocho capítulos** (Capítulos II a IX):

- Los Capítulos II y III se ocupan del **entorno energético internacional** y de los **balances energéticos** de Paraguay y del MERCOSUR<sup>3</sup>.
- Los Capítulos IV a VII centran su atención en los **aspectos sectoriales** de la energía en Paraguay. Los sectores analizados son el **eléctrico**, el del **petróleo**, el del **gas natural** y el de las **energías renovables y el medio ambiente**.
- El capítulo VIII centra su atención en el **análisis prospectivo** del sector energético de Paraguay, haciendo un breve recorrido por las previsiones energéticas realizadas a nivel mundial, con referencia específica a América Latina. En el caso de Paraguay se han diseñado **tres escenarios** en línea con los estimados para la economía (PIB).<sup>4</sup>
- El capítulo IX culmina los análisis, diagnósticos y problemas identificados con la elaboración de un **Plan Estratégico del Sector Energético (PESE)**. En este PESE se plantea como objetivo prioritario la **búsqueda realista de soluciones** a los problemas identificados. También la adaptación/preparación del sector energético de Paraguay a los requerimientos actuales y futuros de su economía.

---

<sup>3</sup> En el Anexo 4 se realiza una breve descripción de la situación del **sector energético de Argentina, Brasil y Uruguay**.

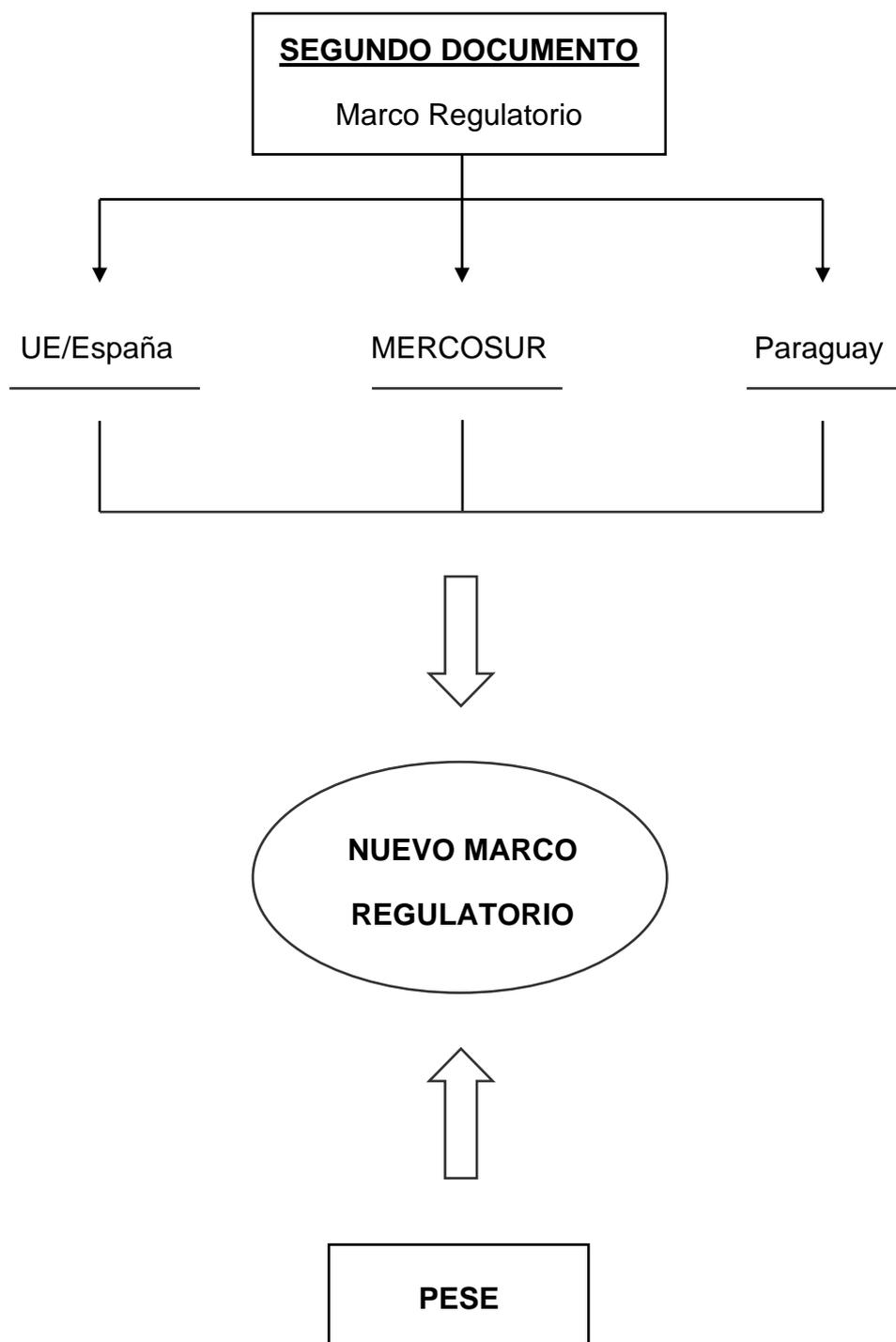
<sup>4</sup> Véase también el Anexo 5 sobre escenarios energéticos del MERCOSUR, diseñados por OLADE.



El segundo bloque se ocupa del **marco regulatorio** y se presenta como un documento único y separado del anterior con la finalidad de no romper la homogeneidad del texto y contenido de ambos documentos: el primero centrado en aspectos económicos y técnicos del sector energético, mientras que el segundo trata de los aspectos regulatorios del sector de la energía.

Este segundo documento consta de **cuatro capítulos**:

- El primero centrado en el estudio de la **legislación** del sector de la energía en la Unión Europea (UE) y en España.
- El segundo capítulo hace un recorrido por la **legislación** puesta en marcha en los **países del MERCOSUR**.
- El tercer capítulo analiza la **legislación energética del Paraguay**.
- A la luz de todo lo anterior (y de las propuestas incluidas en el PESE), el cuarto capítulo plantea un **nuevo marco regulatorio** del sector energético paraguayo.



## AGRADECIMIENTOS

La elaboración de este Plan Estratégico no hubiera sido posible sin la colaboración prestada por organismos públicos, empresas públicas y privadas, organizaciones patronales y por expertos en economía energética. En especial hay que mencionar a las siguientes instituciones y organizaciones:

- Secretaría Técnica de Planificación
- Viceministerio de Minas y Energía
- Ministerio de Hacienda
- Ministerio de Industria y Comercio
- Comisión de Energía del Senado
- Banco Central de Paraguay
- ANDE
- ITAIPÚ BINACIONAL
- CIER
- COMIGAS
- PETROPAR
- APESA
- Unión Industrial de Paraguay (UIP)
- CLYFSA
- CDS
- Primo Cano
- Boreal Petróleos
- Amerisur y Bohemia
- Organización Ecologista Moisés Bertoni

Queremos así mismo agradecer a la Oficina Comercial de la Embajada de España y en concreto a su Consejero Comercial, D. Ricardo Santamaría Burgos el apoyo y la disponibilidad mostrada en todo momento, lo que ha facilitado notablemente la realización de nuestro trabajo.

Por último debemos destacar tanto al personal de la Secretaría Técnica de Planificación como al del Viceministerio de Minas y Energía, cuya dedicación prestada en un grado de extrema cordialidad ha permitido la elaboración de este Plan.

## ABREVIATURAS

ACL: Ambiente de Contratación Libre

ACR: Ambiente de Contratación Regulada

ADME: Administrador del Mercado Eléctrico (Uruguay)

ADTP: Agencia de Desarrollo Tieté Paraná

A. y E.: Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado

AEC: Arancel Externo Común

AEC: Alberta Energy Company Pipelines

ALADI: Asociación Latinoamericana de Integración

ALCA: Área de Libre Comercio de las Américas

ANDE: Administración Nacional de Electricidad de Paraguay

ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil)

ANP: Agencia Nacional del Petróleo (Brasil)

ARPEL: Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial de Latinoamérica

ATR: Acceso de Terceros a Redes

BCRA: Banco Central de la República Argentina

BCROU: Banco Central de la República Oriental del Uruguay

BCP: Banco Central de Paraguay

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

BM: Banco Mundial

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Económico y Social

BNF: Banco Nacional de Fomento

BP: British Petroleum

BT: Baja Tensión

CAMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (Argentina)

CAMPSA: Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos S.A.  
CBEE: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (Brasil)  
CBEP: Consumo Bruto de Energía Primaria  
CCEE: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (Brasil)  
CDE: Comité de Dirección Ejecutiva  
CE: Comunidad Europea  
CECA: Comunidad Europea del Carbón y el Acero  
CEE: Comunidad Económica Europea  
CEEC: Central East European Countries  
CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe  
CEPSA: Compañía Española de Petróleos S.A.  
CER: Certificado de Reducción de Emisiones  
CIER: Comisión de Integración Energética Regional  
CFE: Consumo Final de Energía  
C.H.: Central Hidroeléctrica  
CIS: Commonwealth of Independent States  
CLH: Compañía Logística de Hidrocarburos (España)  
CLYFSA: Compañía de Luz y Fuerza S.A.  
CMNUCC: Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático  
CNE: Comisión Nacional de la Energía (España)  
CNPE: Consejo Nacional de Política Energética (Brasil)  
COMIGAS: Comisión Coordinadora y Promotora del Gas Natural  
COMIP: Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná  
CONAPIEE: Consejo Nacional de la Producción Independiente de Energía Eléctrica  
COPEL: Companhia Paranaense de Energia  
COSME: Comisión de Sindicatos del Sector Energético del Mercosur  
C.T.: Central Térmica

CTMSG: Comisión Técnica Mixta de Salto Grande

DNC: Despacho Nacional de Cargas

DNE: Dirección Nacional de Energía

DRE: Dirección de Recursos Energéticos

EBISA: Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.

EBY: Entidad Binacional Yacyretá

EDEP: Estudio sobre el Desarrollo Económico de la República del Paraguay

EDF: Electricité de France

EDP: Electricidade de Portugal

EE.UU.: Estados Unidos

EFET: European Federation of Energy Traders

ELETROBRAS: Centrais Elétricas Brasileiras

ELETROSUL: Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil

ENAGAS: Empresa Nacional de Gas (España)

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas (Argentina)

ENARSA: Energías Argentinas S.A.

ENEL: Ente Nazionale per L'energia Elettrica

ENERSUL: Empresa Energética de Mato Grosso do Sul

ENI: Ente Nazionale Idrocarburi

ENRE: Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (Argentina)

ESTO: European Science and Technology

EURATOM: Comunidad Europea de Energía Atómica

FDI: Fondo de Desarrollo Industrial

FINAME: Agencia Especial de Financiación Industrial

FMI: Fondo Monetario Internacional

FOB: Free on board

F.R.: Federación Rusa

FURNAS: Furnas Centrais Elétricas S.A.

GASIN: Gaseoducto de la Integración

G del E: Empresa de Gas del Estado (Argentina)

GDF: Gaz de France

GN: Gas Natural

GNL: Gas Natural Licuado

GLP: Gases Licuados del Petróleo

Gs: Guaraníes

GTZ: Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (Agencia Alemana para Cooperación Internacional)

GVME: Gabinete Viceministerio de Minas y Energía

HC: Hidrocarburos

IB: Itaipú Binacional

IBGE: Instituto Brasileño de Geografía y Estadística

IBR: Instituto de Bienestar Rural

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (España)

IC: Implementación conjunta

IEA: International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)

I+D: Investigación + Desarrollo

IED: Inversión Extranjera Directa

IIRSA: Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana

INH: Instituto Nacional de Hidrocarburos (España)

INTA: Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de la República Argentina

IPC: Índice de Precios al Consumidor

JBIC: Japan Bank for International Cooperation

LOSEN: Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional

Mcal.: Mariscal

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

ME: Mercado externo

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina

MERCOSUR: Mercado Común del Sur

MIC: Ministerio de Industria y Comercio

MIEM: Ministerio de Industria, Energía y Minería

MM: Miles de millones

MME: Ministerio de Minas y Energía (Brasil)

MMEE: Mercado Mayorista de la Energía Eléctrica (Brasil)

MRECIC: Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República Argentina

MOPC: Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones

MP: Medida Provisoria

m.s.n.m: metros sobre el nivel del mar

MT: Media Tensión

NATURGAS: Sociedad de Gas Natural de Euskadi

NETA: New Electricity Trading Arrangements

NIPSA: Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A.

Ob. cit.: Obra citada

OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

OMEL: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad

ONG: Organización No Gubernamental

ONS: Operador Nacional do Sistema Eléctrico (Brasil)

ONU: Organización de Naciones Unidas

ONUDI: Organización de Naciones Unidas para la Industria

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

OPP: Oficina de Planeamiento y Presupuesto

OPV: Oferta Pública de Venta

PAE: Programa de Apoyo Exterior

PCI: Poder Calorífico Inferior

PCS: Poder Calorífico Superior

PEA: Población en Estado Activo

PESE: Plan Estratégico del Sector Energético de la República del Paraguay

PETROPAR: Petróleos Paraguayos

PEY: Plan Estratégico Yacyretá

PIEE: Producción Independiente de Energía Eléctrica

PFI: Private Finance Initiative

PPA: Power Purchase Agreement

PPP: Public Private Partnership

PIB: Producto Interior Bruto

PICC: Panel Intergubernamental de Cambio Climático

PK: Protocolo de Kyoto

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

PROCEL: Programa de Combate al Desperdicio de Energía Eléctrica

PYMEs: Pequeñas y Medianas Empresas

RD: Real Decreto

REE: Red Eléctrica Española

REN: Rede Eléctrica Nacional de Portugal

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SAGPyA: Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos

SEC: Servicios de la Comisión Europea

SEPI: Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (España)

SGT: Subgrupo de Trabajo

SIEE: Sistema de Información Económica Energética

SI: Sistema Interconectado

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SINTREL: Sistema Nacional de Transmisión (Brasil)

s.n.m.: Sobre el Nivel del Mar

STP: Secretaría Técnica de Planificación del Desarrollo y Social de la Presidencia de la República del Paraguay

TGCC: Central Térmica de Ciclo Combinado

TEP: Tonelada equivalente de petróleo

TPA: Third Party Access

UAE: Emiratos Árabes Unidos

UE: Unión Europea

UNDP-GEF: United Nations Development Programme-Global Environment Facility

URE: Unidades de Reducción de Emisiones

UREE: Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (Uruguay)

USA: United States of America (Estados Unidos de América)

USD: United States Dollars

USDA: United States Department Agriculture

UTE: Usinas y Transmisiones Eléctricas

VAB: Valor añadido bruto

Var.: Variación

VMME: Viceministerio de Minas y Energía

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales

## PRINCIPALES REFERENCIAS DOCUMENTALES

1. ANDE: Memoria Anual (2000-2002).
2. ANDE: Situación de la ANDE al 31/07/03; 29/08/03.
3. ANDE: Plan Maestro de Generación y Transmisión. Planificación de Corto Plazo. Periodo 2003-2008; 25/08/03.
4. ANDE: Plan de Obras Distribución. Planificación de Corto Plazo. Periodo 2003-2008; Septiembre 2003.
5. Atkinson, G,: Desarrollo Sustentable. Teoría, medición y políticas; ICE, marzo 1996.
6. Banco Central de Paraguay: Informe Económico; mayo 2003.
7. Banco Central de Paraguay: Cuentas Nacionales 1992-2002; nº 39; Julio 2003.
8. Banco Central de la República Argentina: Informe económico 2003.
9. Banco Central de la República Oriental del Uruguay: Informe al Poder Ejecutivo. Evolución de la economía uruguaya durante 2002 y programa monetario 2003.
10. Banks, F.: Energy Economics. A modern introduction; 2000.
11. Birol, F. y Keppler J.M.: Markets and energy efficiency policy. An economics approach; IEA/SLT; 2000.
12. Boisson, P. y otros: Energie 2010/2020; La Documentation Française; 1998.
13. Bosseboeuf, D. Y Chateau, B.: Maîtrise de l'énergie et rigueur économique; Revue de l'Énergie, enero 1994.
14. Cámara de Comercio de Madrid: Energía Solar Fotovoltaica; 2001.
15. Camps, M. Y Marcos, F.: Los Biocombustibles; Mundi Prensa; 2002.
16. CEPAL: Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe; 2003.
17. CEPAL: La inversión extranjera en América Latina y el Caribe; 2003.
18. CEPAL: Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe; diciembre 2003.
19. Club Español de la Energía: Consumo de energía y crecimiento económico; julio 2001.

20. Comisión de Sindicatos del Sector Energético del MERCOSUR (COSME); Impactos ambientales del sector energético en el MERCOSUR. Diagnóstico y perspectivas; noviembre 2001.
21. Debernardi, E.: Apuntes para la historia política de Itaipú; 1996.
22. De Paula, E. Y otros: Energía para el desarrollo de América del Sur; Editora Mackenzie; 2002.
23. Dirección General de Estadísticas, Encuestas y Censos. Secretaría Técnica de Planificación. Censo Nacional de Población y Viviendas 2002. Paraguay Total - Resultados Preliminares. Marzo 2003. Paraguay Urbano - Resultados Preliminares. Noviembre 2002.
24. Entidad Binacional Yacyretá: Plan Estratégico Yacyretá 2002 PEY'2002.
25. Entidad Binacional Yacyretá: Balance General al 31 de diciembre de 2001.
26. Entidad Binacional Yacyretá: Balance General al 31 de diciembre de 2002.
27. Entidad Binacional Yacyretá: Tratado de Yacyretá – Notas Reversales.
28. Fondo Monetario Internacional (FMI): World Economic Outlook; noviembre 2003.
29. GTZ: Proyecto de energías renovables para la energización rural en la región del Chaco, Argentina, Bolivia y Paraguay. Informe taller de planificación; abril 2004.
30. Helm, D. Y Jenkinson, T.: Competition in Regulated Industries; 1998.
31. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía): Plan de Fomento de las Energías Renovables en España; diciembre 1999.
32. IDAE: Eficiencia energética y energías renovables; octubre 2000.
33. IDAE: Prospectiva energética y CO<sub>2</sub>; julio 2000.
34. IEA (International Energy Agency); World Energy Outlook; 2003 Edition.
35. IEA: Energy balances of OECD Countries 2000-2001; 2002 Edition.
36. IEA: Energy balances of non-OECD Countries 2000-2001; 2002 Edition.
37. IEA: CO<sub>2</sub> Emissions from fuel combustion; 2003 Edition.
38. IIRSA: América del Sur 2020. Una visión estratégica de la integración física regional; 2003.
39. Itaipú Binacional: Memoria anual 2002.
40. Itaipú Binacional: Estados Contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001.

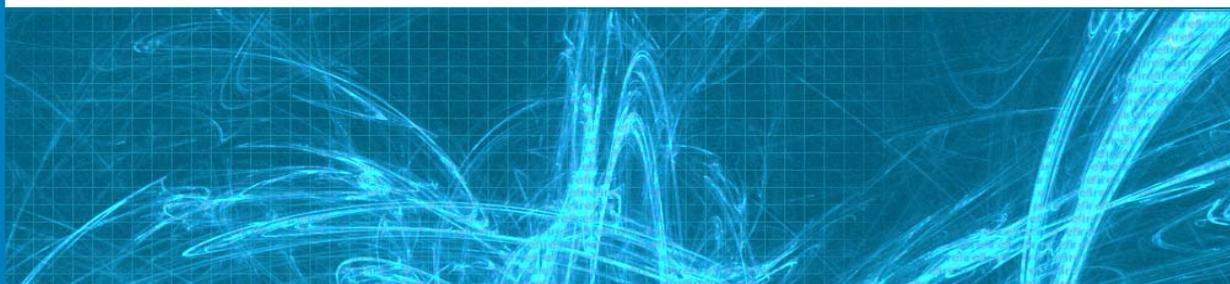
41. Itaipú Binacional. Asesoría de Comunicación Social. Dirección General de Paraguay: Itaipú Binacional. Aprovechamiento Hidroeléctrico de Itaipú. El Proyecto del Siglo. 1998.
42. Itaipú Binacional: Tratado de Itaipú – Notas Reversales.
43. OCDE: /IEA: Les économies d'énergie dans les pays de l'AIE; Paris, 1987.
44. OCDE/IEA: Energy policies of IEA Countries; varios años.
45. OCDE/IEA: L'utilisation rationnelle de l'énergie et l'environnement; Paris, 1992.
46. OLADE: La modernización del sector energético en América Latina y el Caribe. Marco regulatorio, desincorporación de activos y libre comercio; Quito, 1998.
47. OLADE: Mercados energéticos. La situación energética de América Latina. Informe preparado para la Corporación Andina de Fomento; marzo, 2003.
48. OLADE: Informe energético 1999 y prospectiva 2000-2020; 2000.
49. OLADE: Estadísticas e indicadores energéticos de América Latina y el Caribe; 1998.
50. ONU: Energy World Assesment; 2000.
51. Oxilia-Dávalos, V. y otros: Integración energética en el MERCOSUR. Informe preparado para la Comisión de la UE; diciembre, 1999.
52. PNUD: Informe sobre desarrollo humano. Paraguay 2003.
53. PNUD: Energía renovable para la electrificación rural descentralizada; 2002.
54. Pricewaterhouse Coopers: Highlights of Paraguay. Economic Analisis of 2003 and perspectives for 2004; 2003.
55. REE (Red Eléctrica de España): La política energética de la UE; octubre 2001.
56. REE: El proceso de liberalización del sector eléctrico de Inglaterra y Gales; diciembre 1999.
57. Secretaría de Energía de la República Argentina: Prospectiva 2002; mayo, 2003.
58. Secretaría Técnica de Planificación – Viceministerio de Minas y Energía – Comisión Coordinadora y Promotora del Gas Natural. Estudio de mercado del uso del Gas Natural en el Paraguay. Preparado por DCT Energía Consultores Asociados; Mayo 2004.

59. Secretaría Técnica de Planificación y Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA): Estudio sobre el Desarrollo Económico de la República del Paraguay (EDEP); noviembre 2000.
60. UE (Unión Europea): European energy and transports. Trends to 2030; 2003.
61. UE: Libro blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios; COM (97).
62. Viceministerio de Minas y Energía. Dirección de Recursos Energéticos: Balance energético nacional. Año 2002; agosto 2003.
63. World Bank: Paraguay. Country Economic Memorandum, Macroeconomic policies to reactivate growth; marzo, 1999.



**PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA**  
Secretaría Técnica de Planificación

**MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS  
Y COMUNICACIONES**  
Viceministerio de Minas y Energía



**PLAN ESTRATÉGICO DEL SECTOR ENERGÉTICO  
DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY (2004-2013)**

**DOCUMENTO I: ANÁLISIS Y PLAN ESTRATÉGICO**

Enero 2005

## **CAPÍTULO I. SISTEMA SOCIOECONÓMICO DE PARAGUAY. ESCENARIOS ECONÓMICOS**

### **ÍNDICE**

<b>I.1. SISTEMA DEMOGRÁFICO .....</b>	<b>2</b>
<b>I.2. SISTEMA ECONÓMICO .....</b>	<b>9</b>
<b>I.3. DIAGNÓSTICOS DEL ENTORNO SOCIOECONÓMICO .....</b>	<b>12</b>
<b>I.4. LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS .....</b>	<b>20</b>
I.4.1. LAS PERSPECTIVAS A CORTO PLAZO DEL ENTORNO INTERNACIONAL. REFERENCIA ESPECÍFICA A AMÉRICA LATINA Y MERCOSUR .....	20
I.4.2. PERSPECTIVAS ECONÓMICAS DE PARAGUAY 2003-2004 .....	23
I.4.3. ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL PERÍODO 2003-2013. PARAGUAY, AMÉRICA LATINA Y MERCOSUR.....	24

## I.1. SISTEMA DEMOGRÁFICO

Según el último Censo Nacional de Población y Viviendas de 2002, la población censada fue de algo más de 5,2 millones. Teniendo en cuenta la tasa de omisión, el mismo Censo estima la población total ligeramente superior a 5,5 millones de habitantes.

Este sistema demográfico se ha caracterizado por un avance anual de la población censada del 2,3% durante los años 1992-2002, aunque este resultado ha sido desigual a nivel geográfico. Así, tenemos departamentos donde la población ha crecido sensiblemente por encima de esta media, frente a otros en los que el comportamiento demográfico ha estado cercano al estancamiento. Entre los departamentos que han jugado el papel de “motores demográficos” encontramos:

- Central (4,6% de incremento anual)
- Boquerón (4,6%)
- Alto Paraná (3,3%)
- Ñeembucú (3,1%)
- Canindeyú (3,1%)

Entre los departamentos con crecimientos poblacionales cercanos al estancamiento, encontramos:

- Asunción (0,2%)
- Caazapá (0,7%)
- Concepción (0,8%)
- Paraguari (0,8%)

En el sistema demográfico de Paraguay predominan grandes **desequilibrios**:

- Una **distribución geográfica** desigual de la población. La región occidental, con algo más del 60% de la superficie de Paraguay, concentra menos del 3% de la población total; lo que significa que nos encontramos en una zona con una gran “desertización demográfica”, pues el número de habitantes por km<sup>2</sup> apenas llega a 0,6. Por su parte, en la región oriental destacan Asunción y el departamento Central, donde se concentra algo más del 36% de la población censada en Paraguay. En efecto, cerca de dos millones de habitantes se localizan en un espacio reducido (apenas 2.500 km<sup>2</sup>) que comprende Asunción y el departamento Central. En esta zona la densidad de población se acerca a 750 habitantes/km<sup>2</sup>.
- Un fuerte peso de la **población rural**, y donde en algunos departamentos alcanza valores superiores al 80% (San Pedro y Caazapá); en otros ese peso supera ampliamente el 70% (Paraguari y Canindeyú) mientras que en el departamento Central el peso de la población rural es inferior al 14%.
- Por otra parte, el mayor crecimiento de la población que el correspondiente

al PIB en los últimos años no sólo ha supuesto un **retroceso** de la **renta per capita**, sino también ha implicado una incapacidad de la economía paraguaya para absorber un segmento cada vez mayor de **población activa** con el consecuente impacto sobre el empleo, la emigración, el aumento de la pobreza, etc. Recordemos que la **emigración** (sobre todo a Argentina) ha sido la “válvula de escape” del trabajador paraguayo y se ha convertido en un capítulo importante de ingresos de divisas, que antes de la crisis económica de Argentina, equivalían aproximadamente al 3% del PIB.

- El débil crecimiento de la economía paraguaya ha agudizado los **desequilibrios socioeconómicos** de Paraguay, debilitando la estructura económica, industrial y empresarial, y ampliando otros problemas como el déficit público, y la deuda externa. Entre los desequilibrios socioeconómicos destaca el **desempleo** y la ampliación de un número cada vez mayor de personas activas en la economía sumergida y en situación de subempleo. Según las estimaciones realizadas<sup>1</sup> el **desempleo total** (abierto y oculto) se situó casi en un 16% en 2001. Sin lugar a dudas y dado el retroceso experimentado por la economía en 2002, este porcentaje puede haber alcanzado el 20% en este último año.

Las mismas estimaciones sitúan el **subempleo total** en casi un 20% en 2001.<sup>2</sup> Es decir, desempleo total y subempleo total pueden estar afectando aproximadamente al 45% de la población activa en 2002.

---

<sup>1</sup> Informe sobre Desarrollo Humano. Paraguay 2003; PNUD.

<sup>2</sup> Este porcentaje podría situarse en torno al 25% en 2002.

Una población censada con un crecimiento anual del 2,3% en 1992-2002 y una **distribución regional** desigual con un espacio reducido (apenas 2.500 km<sup>2</sup> “vs” 406.752 km<sup>2</sup> para la totalidad del país) en el que se concentra el 36% de la población con una densidad cercana a 750 habitantes/km<sup>2</sup> y otros departamentos donde la presencia de población podría catalogarse de “anecdótica”.

**Cuadro 1.- Perfil geográfico de la población censada en 2002**

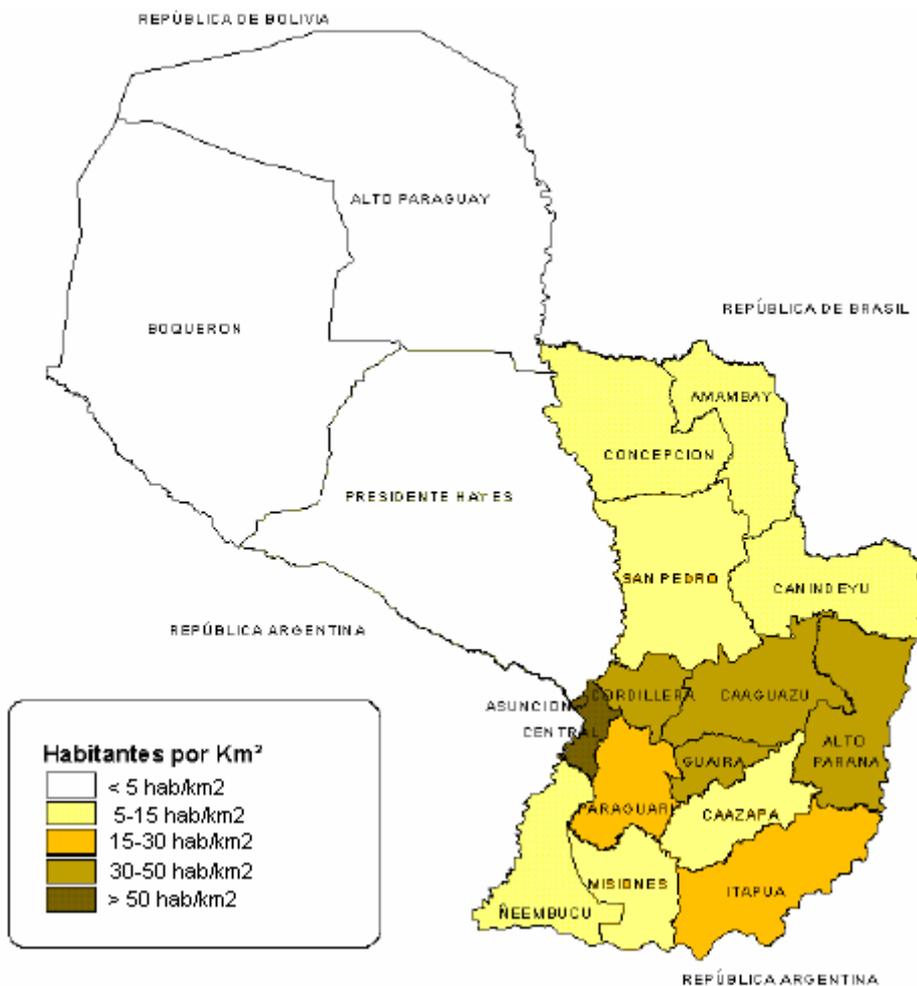
	Superficie (km <sup>2</sup> )	%	Población	%	Hab./km <sup>2</sup>
Región Occidental (1)	246.925	61	142.501	3	0,58
Región Oriental (2)	159.827	39	5.063.600	97	31,68
TOTAL	406.752	100	5.206.101	100	12,80

(1) Alto Paraguay, Boquerón y Presidente Hayes.

(2) Resto departamentos, incluida Asunción.

FUENTE: Censo Nacional de Población y Viviendas 2002; Dirección General de Estadísticas, Encuestas y Censos; Secretaría Técnica de Planificación y elaboración propia.

**Gráfico 1.- Mapa de densidad demográfica por departamentos, 2002**



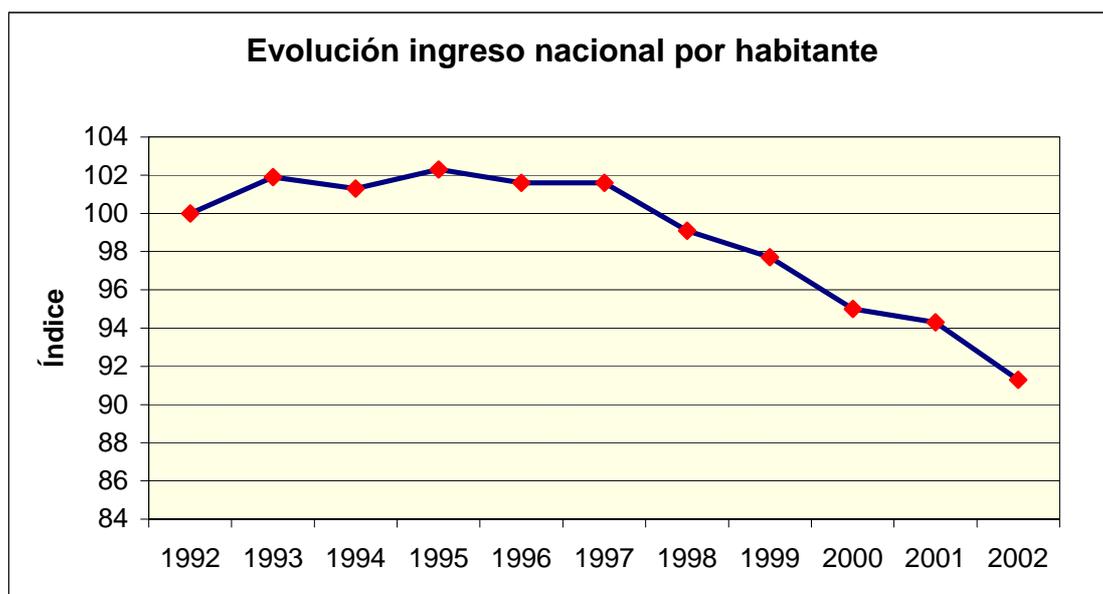
Departamento	Densidad	Departamento	Densidad	Departamento	Densidad
Concepción	5-15 hab/km <sup>2</sup>	Itapúa	15-30 hab/km <sup>2</sup>	Amambay	5-15 hab/km <sup>2</sup>
S. Pedro	5-15 hab/km <sup>2</sup>	Misiones	5-15 hab/km <sup>2</sup>	Canindeyú	5-15 hab/km <sup>2</sup>
Cordillera	30-50 hab/km <sup>2</sup>	Paraguarí	15-30 hab/km <sup>2</sup>	Pte. Hayes	< 5 hab/km <sup>2</sup>
Guairá	30-50 hab/km <sup>2</sup>	Alto Paraná	30-50 hab/km <sup>2</sup>	Boquerón	< 5 hab/km <sup>2</sup>
Caaguazú	30-50 hab/km <sup>2</sup>	Central	> 50 hab/km <sup>2</sup>	Alto Paraguay	< 5 hab/km <sup>2</sup>
Caazapá	5-15 hab/km <sup>2</sup>	Ñeembucú	5-15 hab/km <sup>2</sup>		

FUENTE: Censo Nacional de Población y Viviendas 2002; Dirección General de Estadísticas, Encuestas y Censos; Secretaría Técnica de Planificación y elaboración propia.

Un crecimiento del PIB inferior al de la población, lo que ha supuesto un retroceso de la renta per capita y un aumento de la pobreza.

En 2002 el ingreso nacional por habitante fue de 162.567 guaraníes constantes de 1982. Diez años antes (1992) esta misma cifra fue de 178.020, lo que implica un descenso de esta variable de casi un 9% a lo largo de todo el período.

**Gráfico 2.- Evolución del ingreso nacional por habitante (términos constantes de 1982)**



“Uno de los resultados más graves de la crisis económica es el aumento de la incidencia de la **pobreza**, es decir, en el porcentaje de población que no alcanza niveles de consumo suficientes para satisfacer sus necesidades básicas” (Informe Nacional sobre Desarrollo Humano).

El citado informe cifraba (2001) en aproximadamente 1.900.000 personas calificadas de pobres, de los que unos 900.000 son pobres extremos (con ingresos insuficientes para satisfacer sus necesidades básicas de alimentación).<sup>3</sup>

Otro resultado de la ralentización/recesión económica ha sido el aumento de la **desigualdad** en la distribución del ingreso entre familias, así como entre hogares urbanos y rurales.

**Cuadro 2.- Ingreso promedio por hogar (guaraníes de 1982)**

	2000/01
<b>1. Área Urbana</b>	117.269
<b>2. Área Rural</b>	49.465
<b>Ratio: 1/2</b>	2,37

FUENTE: Informe; ob.cit.

La crisis económica ha aumentado el **desempleo** y el **subempleo** en todas sus manifestaciones. Ambos conceptos pueden haber alcanzado, en 2002, el 20% y el 25%, respectivamente.

<sup>3</sup> El retroceso de la actividad económica en 2002 probablemente habrá incrementado estas cifras para situarlas en el umbral de 2.000.000 y de 1.000.000, respectivamente. Lo que supone casi el 39% y el 19% de la población total censada.

**Cuadro 3.- Desempleo y Subempleo 2001 (%)**

	<b>Urbano</b>	<b>Rural</b>	<b>Total</b>
Desempleo abierto	10,3	4,1	7,6
Desempleo oculto	7,4	9,5	8,3
<b>Desempleo total</b>	<b>17,7</b>	<b>13,6</b>	<b>15,9</b>
Subempleo visible	8,2	9,9	9,0
Subempleo invisible	15,1	9,6	12,6
<b>Subempleo total (1)</b>	<b>23,3</b>	<b>19,5</b>	<b>21,6</b>

(1) Personas que trabajan menos de 30 horas semanales queriendo trabajar más (subempleo visible); personas que trabajan las horas requeridas pero ganan menos del Salario Mínimo Vigente (subempleo invisible).

FUENTE: Informe; ob.cit.

## I.2. SISTEMA ECONÓMICO

Las tendencias registradas por la economía de Paraguay durante los últimos doce años son, en gran medida, el reflejo de un sistema económico altamente vulnerable y con importantes dificultades para generar un desarrollo autónomo y sostenido.

En efecto, la economía de Paraguay depende “en exceso” de **factores externos** que escapan al control de las autoridades económicas. Factores con un marcado carácter cíclico/estacional, climáticos y externos a la economía nacional pueden provocar, tanto si actúan por separado como conjuntamente, una ralentización de la actividad económica con los consecuentes efectos negativos sobre el nivel de renta, la inversión, el déficit público y la deuda externa, el desempleo y, lo que es aún más preocupante, sobre la “imagen” del país y su entorno socioeconómico.

A esos factores externos se añaden un conjunto de **características del sistema económico** de Paraguay que limitan el potencial de desarrollo económico y que se pueden resumir en el predominio de importantes **desequilibrios estructurales** que afectan a los sectores primario e industrial, así como al tejido empresarial. Estos desequilibrios también tienen su reflejo en la distribución de la riqueza (por habitante, por regiones y por tipo de hábitat). Así, encontramos:

- Un **sector primario**, en el que tiene lugar una cierta “dualidad” entre una actividad centrada en grandes explotaciones agropecuarias con un alto nivel de mecanización y productividad, pero con baja generación de empleo y el resto de la actividad agropecuaria, con predominio de la pequeña y mediana explotación, con una elevada carga de población rural, poca mecanización y, por tanto, baja productividad. A esto último, hay que añadir la insuficiente diversificación de la producción del sector primario y la alta dependencia del sector exterior. En esta producción predominan dos productos: la soja en la agricultura y el vacuno en la ganadería. Ambos concentran cerca del 42% del valor bruto de la producción agrícola y ganadera y son, además, actividades orientadas básicamente hacia el exterior.

La soja es el principal cultivo de renta (con un porcentaje superior al 37% de las exportaciones totales), mientras que las exportaciones ganaderas superaron la cifra de 86 M de dólares en 2002 (cerca del 8% del total de exportaciones).

- Un **tejido industrial débil**, poco diversificado, dependiente del procesamiento de inputs agrícolas y con predominio de la pequeña empresa que produce básicamente para el mercado interno (alimentación, bebidas y tabaco concentran el 55% del VAB industrial).

Dada la debilidad estructural de la industria, su crecimiento ha sido lento y,

además, su reducida presencia en la economía nacional ha descendido en los últimos años. Durante el período 1992-2002 la actividad industrial ha caído en un 1,3% en términos constantes, destacando el retroceso del VAB de la construcción en algo más de un 16% frente a un ligero aumento de los productos industriales (en torno a un 2,5%). De esta manera, el peso de la industria en el PIB (incluida construcción) pasó de un 22% en 1992 a un 18% en 2002.

- El sector de la **construcción**, como hemos señalado en el punto anterior, ha registrado un importante retroceso en los últimos diez años. Recordemos que este sector experimentó su mayor auge con la construcción de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá para entrar, posteriormente, en un declive que ya dura más de 10 años y que actualmente sobrevive gracias a proyectos de cooperación del Banco Mundial y a una mínima actividad de construcción de viviendas.
- Un **tejido empresarial** extremadamente débil y en el que predomina la microempresa (alrededor de 500.000 con un número aproximado de un millón de trabajadores; o lo que es lo mismo el 45% de la población activa), con graves problemas de financiación para hacer frente a inversiones de mantenimiento, modernización y ampliación y obligadas (gran parte de ellas) a actuar en la economía sumergida como estrategia de supervivencia.
- Una diversificación insuficiente del destino de las **exportaciones** en las que predominan las dirigidas a MERCOSUR y, en particular, a Brasil. Una ralentización/caída de la actividad económica, como ha ocurrido en los últimos años, en Brasil, Uruguay y Argentina tiene un impacto negativo importante sobre la economía de Paraguay. En efecto, casi el 60% de las exportaciones se dirigen a MERCOSUR, destacando Brasil con algo más del 37%.
- Un **sistema financiero** débil que no cumple satisfactoriamente con su papel de intermediario entre los distintos agentes de la economía de Paraguay y que, actualmente, se encuentra aún convaleciente de la profunda crisis que le afectó en la segunda mitad de los años noventa. Recordemos que en 1995 existían 35 bancos comerciales y 68 compañías financieras. A mediados de 2003 el número de bancos comerciales había caído hasta 18, mientras que las compañías financieras descendieron hasta 21. El alto nivel de dolarización del sistema financiero (en torno al 69% de los depósitos y el 58% de los préstamos están “denominados” en dólares), el fuerte nivel de morosidad (casi el 20%)<sup>4</sup> y los elevados tipos de interés reales<sup>5</sup> limitan extraordinariamente la disponibilidad de créditos para la inversión privada.
- Otras manifestaciones estructurales de la economía paraguaya que limitan, comprometen e incluso bloquean su avance sostenido son el

<sup>4</sup> El 58% para el Banco Nacional de Fomento (BNF).

<sup>5</sup> Los tipos de interés de intervención del Banco Central fueron, en media anual, durante 2002 de casi un 24%.

comportamiento de la formación bruta de capital fijo y el volumen de la deuda externa.

El análisis de la **formación bruta de capital fijo** durante los últimos diez años pone de manifiesto no sólo un bajo nivel de inversión, sino también su retroceso, situando al país en un peligroso proceso de descapitalización, cada vez más lejos de una situación de “país preparado para un despegue económico razonable y sostenido”. En efecto, la formación bruta de capital fijo descendió, en términos constantes, casi un 3% de media anual entre 1992 y 2002, lo que ha hecho retroceder la participación de esta magnitud en el PIB desde casi un 21% en 1992 a un 13% en 2002.

Por su parte, la **deuda externa** ha registrado un avance apreciable a partir de 1997 como consecuencia del creciente desequilibrio fiscal y de la contratación pública de nuevos préstamos. A pesar de que en 2002 se aprecia una cierta reducción del valor acumulado de la deuda externa (2.286 M de dólares USA), su denominación en moneda extranjera, en especial en dólares USA, unida a la fuerte depreciación del guaraní en los dos últimos años han hecho que el peso de la deuda en el PIB aumente de manera apreciable para representar (finales del 2002) alrededor del 43%<sup>6</sup>.

Recordemos que la deuda externa se distribuye en tres bloques de acreedores (finales 2002):

- Organismos Multilaterales, con el BID como acreedor más importante, concentra algo más del 54% de la deuda externa (casi el 40% le corresponde al BID).
- Gobiernos extranjeros e Instituciones Financieras de Gobiernos Extranjeros, cuya participación en la deuda externa supera el 45%, con Taiwán (24%) y Japón (15%) como acreedores más importantes.
- Los bancos comerciales y otros proveedores privados apenas representan el 1% del total de la deuda externa.

Finalmente, también es importante recordar el esfuerzo significativo que tiene que hacer Paraguay para hacer frente al **servicio** de esta **deuda externa** que en 2002 ascendió casi a 190 M de dólares USA, lo que supuso el equivalente al 20% del total de las exportaciones.

---

<sup>6</sup> Durante 2001-2002, la cotización media anual del guaraní respecto al dólar pasó de 4.105 a 5.176. La debilidad del dólar en 2003 ha provocado una cierta recuperación de la cotización del guaraní (casi un 6% en los primeros cinco meses).

### I.3. DIAGNÓSTICOS DEL ENTORNO SOCIOECONÓMICO

El análisis de los sistemas demográficos y económicos de Paraguay ha puesto de manifiesto un conjunto de problemas estructurales que retardan y limitan seriamente su capacidad de crecimiento.

Entre estos **problemas retardadores del desarrollo** de Paraguay destacan los siguientes:

- Una cierta desarticulación del **régimen demográfico**, destacando como manifestaciones más sobresalientes la **emigración** de población joven y, probablemente, la más dinámica; un alto **componente de la población** (total y activa) en el **medio rural**, lo que se traduce en una **"sobrecarga demográfica"** en el sector primario con problemas de productividad, bajos ingresos, alta incidencia del **desempleo**, y sobre todo, del **subempleo**. A estas manifestaciones hay que añadir los desequilibrios observados en el **sistema de asentamientos**, en el que predominan grandes desequilibrios regionales y una baja densidad de población, llegando esta última a catalogarse como "anecdótica" en las regiones occidentales.
- Un **sector primario** débilmente diversificado, con especialización en unos pocos productos de renta, orientados al exterior y muy vulnerables a factores externos (mercados exteriores), climáticos y otros imprevistos (enfermedades, por ejemplo). En el resto de la agricultura predominan actividades orientadas al mercado interior, cercanas al nivel de autoabastecimiento, con un nivel bajo de mecanización, un predominio de la mediana y pequeña explotación, una sobrecarga demográfica y, consecuencia de lo anterior, una baja productividad. A todo esto hay que añadir la práctica ausencia de programas de valorización y mejora de la calidad de productos agroganaderos.
- Una debilidad estructural del **sistema productivo no-agrario**, caracterizado por una presencia, de baja intensidad, de las actividades industriales, centradas, principalmente en industrias agroalimentarias; la vulnerabilidad del tejido industrial se completa, además, por una reducida dimensión de los establecimientos industriales con un alcance geográfico prácticamente limitado al ámbito local y con grandes dificultades para acceder a nuevos métodos de producción y/o de aplicación de programas de calidad (diseño de productos) debido esto último, básicamente a su baja capacidad financiera y a la gran dificultad de acceso a créditos (disponibilidad, tipos de interés, denominados en dólares, plazo de amortización, etc.).
- Otra debilidad estructural de Paraguay es su **bajo nivel de renta** y su tendencia a la baja en los últimos años, lo que ha supuesto un aumento de las restricciones sobre su capacidad de **ahorro** y, por tanto, sobre su **potencial inversor**. Esto explica, en gran medida, ciertas manifestaciones macroeconómicas tales como el creciente **déficit público** y **deuda externa**

y el notable retroceso de la **formación bruta de capital fijo**.

- A los problemas generados por los sistemas demográfico y económico se añaden los relacionados con las **infraestructuras básicas**, los **equipamientos sociales** y **el comercio**. En efecto, las deficiencias registradas en aspectos claves de la modernización/preparación de un país (carreteras, comunicaciones, saneamientos, salud, educación, redes comerciales, etc.) cara a superar el “umbral de no-desarrollo” e iniciar un proceso de desarrollo sostenible, completan un **cuadro socioeconómico** en el que prevalecen **numerosos elementos retardadores del desarrollo del país**.

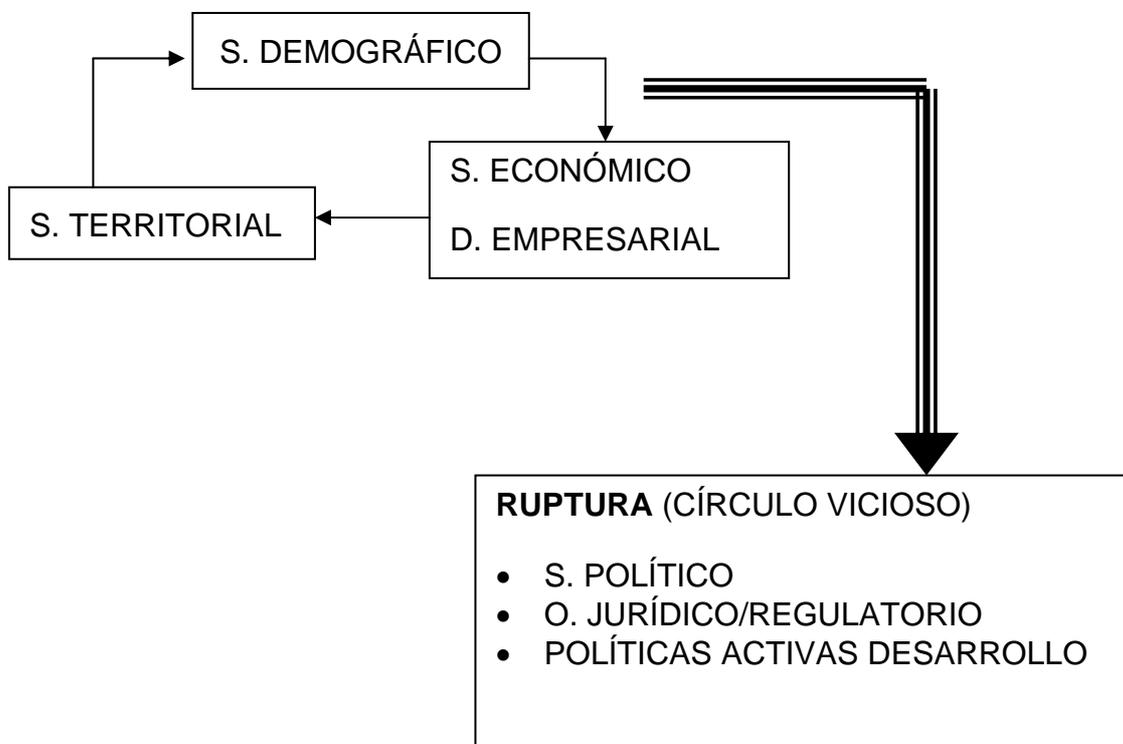
En otras palabras, los problemas que plantean los distintos sistemas (demográfico, económico y urbano-territorial) forman un **círculo vicioso** que impide solucionarlos y que, además, disminuyen la atracción económica de Paraguay, dadas las escasas oportunidades para el empleo y la inversión. Los desequilibrios y problemas socioeconómicos también están afectando negativamente al **dinamismo empresarial**.<sup>7</sup>

- Por último un **sistema político democrático consolidado** y un **ordenamiento jurídico y regulatorio** estable, fiable, transparente y adaptado a la necesidad de buscar vías de **ruptura** de los círculos viciosos que impiden situar a Paraguay en la senda del desarrollo son metas que deben figurar en la agenda del Gobierno como condición para superar los problemas que actualmente actúan como factores de bloqueo de un desarrollo socioeconómico suficiente, equilibrado y sostenible.

---

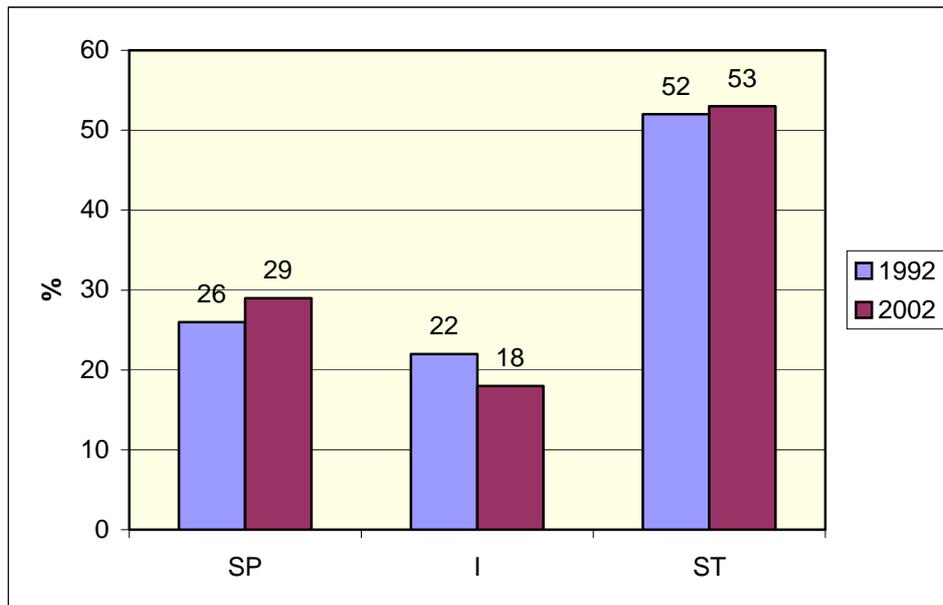
<sup>7</sup> **J. Schumpeter** (Theory of Economic Development) afirmaba que la innovación y el espíritu empresarial no aparecen espontáneamente. Se necesita no sólo que el empresario **quiera**, sino que, además **pueda** realizarlo, para lo cual se requiere un **entorno socioeconómico apropiado**.

Los problemas que plantean los distintos sistemas (demográfico, económico, urbano territorial y político) forman un **círculo vicioso** que no solo impide solucionarlos sino que, además, los agranda generando una **situación socioeconómica no-atractiva**, lo que a su vez se traduce en una huida del factor humano más dinámico, en un retroceso de la inversión interna y externa y un bajo nivel de dinamismo empresarial.



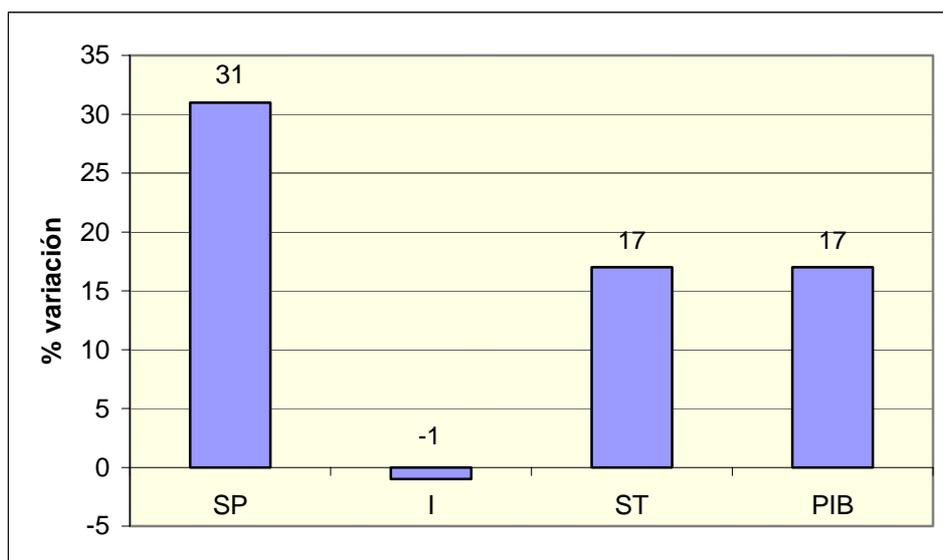
La economía de Paraguay. Un aumento de la especialización agropecuaria frente a un proceso de desindustrialización y un práctico estancamiento del sector terciario.

**Gráfico 3.- Evolución sectorial de la economía paraguaya (%; términos constantes de 1982)**



SP: Sector Primario.  
I: Industria.  
ST: Sector Terciario.

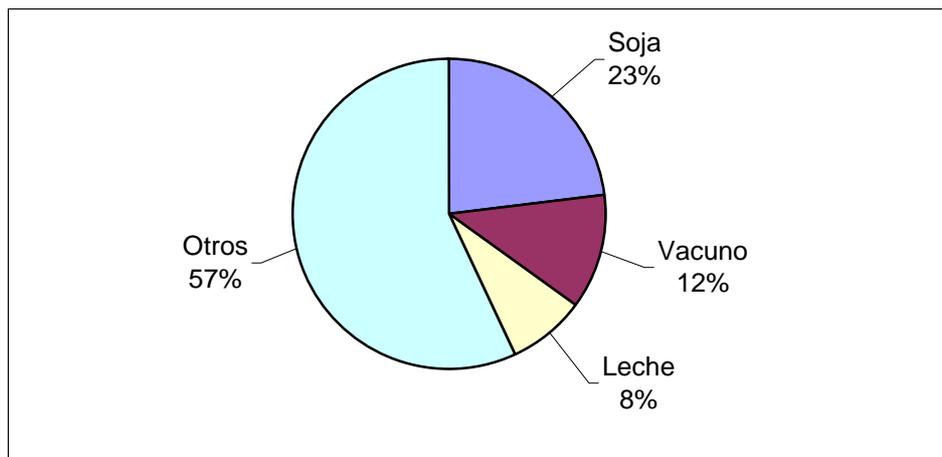
**Gráfico 4.- Evolución sectorial del PIB de Paraguay. 1992-2002 (guaraníes constantes de 1982)**



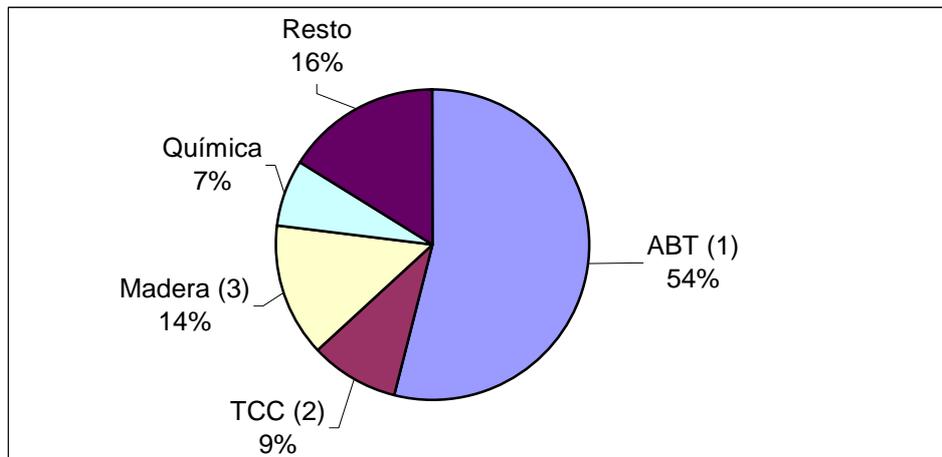
SP: Sector Primario.  
I: Industria.  
ST: Sector Terciario.  
PIB: Producto Interior Bruto.

La economía de Paraguay. Unos sectores primario e industrial poco diferenciados. Con una actividad agropecuaria orientada hacia el exterior, de grandes explotaciones y elevada productividad “vs” otras actividades agropecuarias, de pequeñas dimensiones, baja productividad y orientadas al mercado interior. Un tejido industrial extremadamente frágil, donde predominan empresas de reducidas dimensiones, con problemas de productividad y de financiación de inversiones en modernización, ampliación y puesta en funcionamiento de nuevos proyectos. Débil diversificación y producción orientada al mercado interior.

**Gráfico 5.- Distribución del valor bruto de la producción agrícola y ganadera 2002 (Guaraníes constantes de 1982)**



**Gráfico 6.- Distribución del VAB de la industria 2002 (Guaraníes constantes de 1982)**



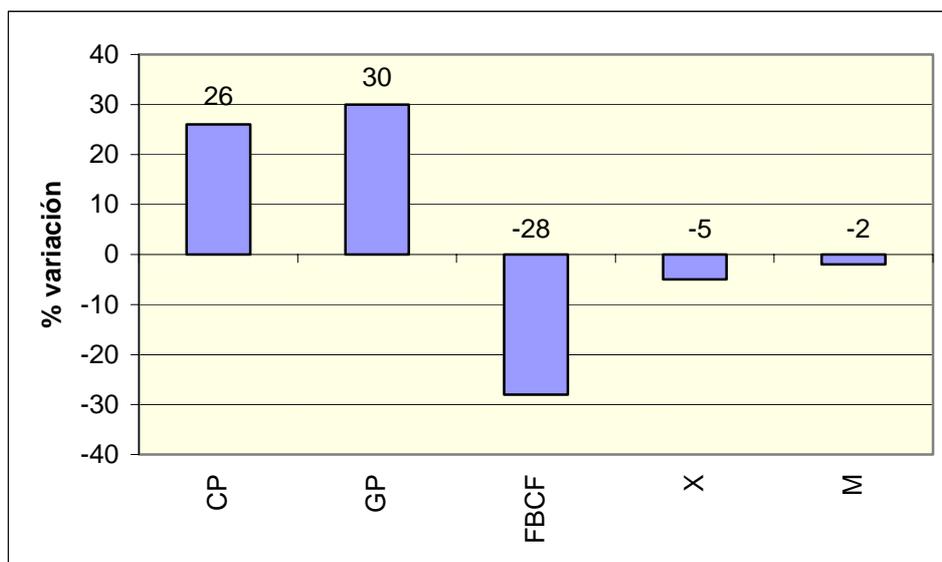
(1) Alimentación, Bebidas y Tabaco.

(2) Textil, Cuero y Calzado.

(3) Madera y Muebles de madera.

La economía de Paraguay, basada en el empuje del gasto público y el consumo privado frente a un proceso continuado de descapitalización y una pérdida de importancia del comercio exterior como consecuencia de su especialización geográfica (profunda crisis económica de Argentina y del resto de países del MERCOSUR) y en productos sin suficiente diferenciación y sin ventajas comparativas claras (respecto a Brasil y Argentina) como por ejemplo, carne de vacuno y soja.

**Gráfico 7.- Evolución de principales componentes de la demanda final. 1992-2002. (Guaraníes constantes de 1982)**



CP: Consumo privado.  
 GP: Gasto Público.  
 FBCF: Formación Bruta de Capital Fijo.  
 X: Exportaciones.  
 M: Importaciones.

Un **comercio exterior** donde MERCOSUR y, en particular Brasil, juega un papel básico pues concentra aproximadamente el 58% y el 56% del total de exportaciones e importaciones registradas, respectivamente.

Otros aspectos a tener en cuenta por su importante incidencia en la balanza de pagos de Paraguay son las entradas de divisas procedentes de las **entidades binacionales**, básicamente Itaipú, y de las **remesas de los emigrantes** paraguayos, aunque ambos han retrocedido de manera importante en los últimos años; en concreto las remesas se han visto afectadas negativamente por la intensa crisis económica de Argentina, donde se estima que residen unos 360.000 paraguayos. Ambos conceptos suponen una cifra cercana al 7% del PIB.

**Cuadro 4.- Distribución geográfica de las exportaciones e importaciones registradas. 2002**

	Exportaciones	Importaciones
	(%)	(%)
Argentina	4	20
Brasil	37	32
Uruguay	17	4
<b>Mercosur</b>	<b>58</b>	<b>56</b>
<b>R. Mundo</b>	<b>42</b>	<b>44</b>
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

FUENTE: BCP.

**Cuadro 5.- El volumen de los ingresos de divisas procedentes de las entidades binacionales y de las remesas de emigrantes**

(M dólares USA)	2000	2001	2002	% var 02/01
<b>E. Binacionales</b>	<b>380</b>	<b>346</b>	<b>233</b>	<b>-38,7</b>
Itaipú	332	299	178	-46,4
Yacyretá	48	47	55	14,6
<b>T. Corriente (1)</b>	<b>177</b>	<b>167</b>	<b>116</b>	<b>-34,5</b>
<b>Total</b>	<b>557</b>	<b>513</b>	<b>349</b>	<b>-37,3</b>

(1) Básicamente remesas de emigrantes.

FUENTE: BCP y elaboración propia.

## I.4. LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS

### I.4.1. LAS PERSPECTIVAS A CORTO PLAZO DEL ENTORNO INTERNACIONAL. REFERENCIA ESPECÍFICA A AMÉRICA LATINA Y MERCOSUR

El proceso de recuperación económica internacional que tiene lugar en los primeros meses de 2003 no permitía albergar fundadas esperanzas sobre su alcance y consolidación ya que gravitaban sobre él ciertas incertidumbres generadas por ser dicha recuperación de intensidad modesta, vacilante y limitada geográficamente pues estaba liderada por Estados Unidos pero no estaba siendo suficientemente secundada por la UE, con problemas de crecimiento, ni por Japón, sumido desde hace varios años en una situación de deflación persistente y con graves problemas financieros y empresariales. Al mismo tiempo los países de América Latina se enfrentaban a las secuelas dejadas por recientes crisis y a la vulnerabilidad y debilidad de sus economías. A todas estas incertidumbres se añadieron las provocadas por la guerra de Irak (principalmente sobre los precios del petróleo).

Sin embargo, todas estas incertidumbres que complicaban el panorama económico internacional durante los primeros meses de 2003 parecen haber disminuido a finales de este año al haber tenido lugar un conjunto de hechos que permiten contemplar las perspectivas económicas globales de manera más favorable. Así, por ejemplo, el crecimiento económico de Estados Unidos, parece haberse reforzado, con la inversión privada jugando un papel más activo. En la UE también se apunta una mejoría de la situación económica con posibilidades ciertas de consolidarse, mientras que en Japón las últimas informaciones arrojan un mayor crecimiento y una ralentización de las presiones deflacionistas. En las economías emergentes de Asia también se mantienen unos ritmos altos de crecimiento (principalmente en China), mientras que en **América Latina** si bien se aprecia todavía una cierta atonía de la actividad económica cabe esperar una recuperación basada en la mejora de las condiciones de financiación, lo que ha supuesto un descenso de las primas de riesgo y una recuperación de sus tipos de cambio.

La atonía de la actividad económica de América Latina se ha traducido en un débil crecimiento en 2003 (1,5% según la CEPAL), aunque si se consolidan las perspectivas económicas internacionales este crecimiento económico podría situarse durante 2004 en torno a un 3,5% según la CEPAL o bien alcanzar el nivel más optimista del BID que lo sitúa en un 4%. A la cabeza del crecimiento regional durante 2003 se sitúa Argentina con aumento del PIB superior al 7% y con una previsión de crecimiento para el 2004 por encima del 4%. Aunque en 2003, Brasil apenas logró crecer un 0,1% podría alcanzar en 2004, tras la realización de las reformas fiscales y de las pensiones, un crecimiento del PIB en torno al 3%.

MERCOSUR, por el empuje ejercido por las dos economías más importantes, podría situar el crecimiento del PIB durante 2004 en alrededor de un 3,6%.

Si bien todas las informaciones más recientes en las que se basan las estimaciones de los Organismos Internacionales (BID, FMI, CEPAL) permiten concebir un escenario económico favorable para los próximos años (2004-2006) hay que advertir que persisten serios problemas sobre esta recuperación que podrían limitar su alcance y sostenibilidad. Se trata de **factores geográficos**, ligados a la inestabilidad de Oriente Medio; de **factores financieros** relacionados con la futura evolución del dólar, pudiéndose dar una reversión de los flujos de capitales a corto plazo que en los últimos meses se han dirigido a las economías emergentes; y, de **factores comerciales**, con el parón dado en Cancún a la ronda de liberalización del comercio mundial. La solución que se dé a los grandes **desequilibrios exteriores** entre las principales áreas económicas y, en particular, al creciente y persistente **déficit exterior** de Estados Unidos es otro elemento a tener en cuenta en la evolución futura de la economía internacional.

Para América Latina y, en particular, para MERCOSUR vamos a suponer que se van a poner en práctica un conjunto de actuaciones que hagan posible la obtención de un crecimiento suficiente que permita aumentar la renta per capita. Entre estas actuaciones podrían nombrarse, además de las orientadas a mejorar la **competitividad**, las siguientes:

- Restablecimiento de los flujos de **Inversión Extranjera Directa** (IED).
- Para hacer posible lo anterior, fortalecimiento de los **sistemas institucionales** y creación de **marcos legales** con leyes y reglas claras y **regulaciones estables**.
- Realización de obras de **infraestructuras transnacionales** que permitan una mayor integración regional a través de una articulación y armonización de políticas nacionales en áreas como el transporte, las telecomunicaciones, la energía, etc.

**Cuadro 6.- Previsiones a corto plazo de economía mundial (Tasas anuales de variación)**

País	2003	2004
USA	2,6	3,9
Japón	2,0	1,4
Zona Euro	0,5	1,9
Asia (1)	6,4	6,5
América Latina	1,5	3,5
Argentina	7,3	4,5
Brasil	0,1	3,3
Chile	3,2	4,5
Bolivia	2,5	2,5
Paraguay	2,5	2,5
Uruguay	1,0	4,0
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>3,2</b>	<b>4,1</b>

(1) Países asiáticos en desarrollo, entre los que destaca China con crecimientos superiores al 7%.

FUENTE: CEPAL para América Latina; FMI para resto de zonas.

**I.4.2. PERSPECTIVAS ECONÓMICAS DE PARAGUAY 2003-2004**

Si bien se aprecia una recuperación de la economía de Paraguay durante 2003, el nivel de crecimiento del PIB es aún insuficiente para “romper” la tendencia a la baja de la renta per capita. El Banco Central y la CEPAL estiman un crecimiento del PIB del 2,1% en el primer caso y de aproximadamente el 2,5% en el segundo. La atonía de la economía brasileña, principal cliente de Paraguay, ha afectado, sin duda, la recuperación del PIB. A esto último hay que añadir el efecto negativo que han tenido sobre la recuperación económica las incertidumbres institucionales, las dudas planteadas con la negociación con el FMI, la ausencia de medidas estructurales correctoras de ciertos desequilibrios que atenazan la economía paraguaya y que la hacen extremadamente vulnerable. Con estos antecedentes y, a pesar de que la negociación con el FMI se ha resuelto de manera positiva, hay que esperar que la economía del Paraguay mantenga un ritmo de crecimiento durante 2004, al menos similar al estimado para 2003. No obstante, también puede estimarse un crecimiento ligeramente superior durante 2004 (en torno a un 3%) si se confirma la recuperación de la economía de Brasil y la producción agropecuaria no se ve afectada de elementos exógenos que la puedan afectar negativamente tales como el clima y las enfermedades. Este mayor crecimiento de la economía de Paraguay también puede explicarse si realmente se confirma la recuperación económica para la UE durante 2004 (alrededor de un 2%) que, como es sabido, es el segundo mercado en importancia para las exportaciones paraguayas.

**Cuadro 7.- Perspectivas económicas de Paraguay, 2003-2004 (% de variación anual)**

	<b>BCP</b>	<b>CEPAL</b>	<b>EP (1)</b>
<b>2003</b>	2,1	2,5	-
<b>2004</b>	-	2,5	3,0

(1) Estimación propia.

### I.4.3. ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL PERÍODO 2003-2013. PARAGUAY, AMÉRICA LATINA Y MERCOSUR.

En este trabajo se van a considerar **tres escenarios** económicos para Paraguay (período 2003-2013).

El **primer escenario** o escenario de “todo sigue igual” se denomina **Escenario Tendencial**. En este suponemos que no se aplican “políticas activas” de desarrollo y la economía de Paraguay continua registrando sus actuales desequilibrios estructurales, lo que limita de manera significativa las posibilidades del país de obtener un crecimiento económico equilibrado, suficiente y sostenible. La economía de Paraguay continúa siendo muy variable y dependiente de factores exógenos tales como el clima, las enfermedades y la evolución económica en otros países o regiones (sobre todo de Brasil y de la UE).

En síntesis, se trata de un **escenario no deseable pero posible** si no se aplican políticas activas y que conduce a una situación de no desarrollo, de mayor pobreza y de alejamiento del umbral a partir del cual la economía de Paraguay podría optar a un mayor desarrollo equilibrado y sostenible. En este escenario se reproduce lo ocurrido en los últimos diez años.

**Cuadro 8.- Escenario Tendencial de la economía paraguaya**

Período	% variación anual PIB
2003 (1)	2,5
2004 (2)	3,0
2005 – 2013 (3)	1,7

(1) Estimación CEPAL.

(2) Estimación propia.

(3) Media anual correspondiente a la evolución real del PIB durante 1992-2002.

El **segundo escenario** o **Escenario Deseable** se caracteriza por la introducción de ciertas “políticas activas” entre las que destacan:

- Un marco legal y regulatorio estable y transparente.
- La puesta en marcha de ciertos conglomerados productivos (clusters).
- Realización de ciertas obras de infraestructuras dentro del Plan Nacional de Integración Física del Territorio.
- Reorientación del gasto público hacia actividades de educación, de desarrollo tecnológico y de reconversión industrial.

En este escenario se aplican algunas medidas que suponen un primer paso hacia el **fortalecimiento de la economía** de Paraguay haciéndola menos vulnerable, menos frágil. En efecto, un **marco legal e institucional** estable y transparente debe permitir a Paraguay recuperar **Inversión Extranjera Directa** (IED), cambiar el signo de la **inversión interior** (pública y privada) y, con estos recursos financieros, estar en situación para llevar a cabo acciones de fortalecimiento del tejido productivo y de modernización de la economía.

Si suponemos que 2004-2005 van a ser años de cambios de marco legal regulatorio y de puesta en funcionamiento de otras políticas activas de desarrollo (algunos conglomerados productivos y realización de cierta infraestructura en transporte y comunicaciones) hay que esperar que sus efectos empiecen a notarse de manera significativa a partir de 2006.

Es decir, el **Escenario Deseable** se caracteriza por un ritmo de crecimiento del PIB que rompe con la tendencia negativa de la renta per capita y, por tanto, de una creciente pobreza. Las medidas introducidas en la economía de Paraguay hacen posible que, a partir de 2006, el ritmo anual de crecimiento del PIB se sitúe entre un 3% y 3,5%.

**Cuadro 9.- Escenario Deseable de la economía paraguaya**

Período	% variación anual PIB
2003 (1)	2,5
2004 (1)	3,0
2005 (2)	3,0
2006 – 2009	3,5
2010 – 2013	3,0

(1) Previsiones realizadas por CEPAL y estimaciones propias similares al Escenario Tendencial.

(2) La recuperación económica mundial, de América Latina y de MERCOSUR que se inicia en 2003-2004 se mantiene durante 2005.

El **tercer escenario** se puede denominar como “**voluntarista**” pues supone la consecución de profundos cambios en la situación socioeconómica de Paraguay. Podríamos también catalogarlo como un **Escenario de “Óptimo - Deseable”**.

Supone la puesta en funcionamiento de un conjunto de **medidas estratégicas**, entre las que destacan:

- Puesta a punto de **conjuntos productivos exportadores** (clusters), según pautas marcadas por el EDEP.
- Diseño de un **sistema nacional de calidad**.
- Puesta en marcha de un **plan de exportaciones** (EDEP).
- Plan de **infraestructuras que permita una mayor integración física del territorio**.
- Planes de **desarrollo tecnológico** y de **reconversión industrial**.

El objetivo de aumentar de manera significativa el ingreso real per capita hasta el año 2013 y de reducir el nivel de pobreza implica un crecimiento medio anual del PIB en torno al 6%.

**Cuadro 10.- Escenario de Óptimo Deseable de la economía paraguaya**

Período	% variación anual PIB
2001 – 2003 (1)	3,0
2001 – 2003 (2)	1,0
2004 – 2008	5,6
2009 – 2013	6,4

(1) Estimación BCP y otras Instituciones.

(2) Resultado real provisional.

**Cuadro 11.- Síntesis de escenarios económicos. Paraguay (Tasa anual de crecimiento del PIB)**

Período	Escenario A (1)	Escenario B (1)	Escenario C (1)	Población (2)
2001 – 2003 (3)	1,0	1,0	3,0	2,6
2003	2,5	2,5	2,5	2,6
2004 - 2013	1,7	3,2	6,0	2,3

(1) Escenario A: Tendencial; Escenario B: Deseable; Escenario C: Óptimo Deseable.

(2) Población estimada.

(3) Resultados reales provisionales para escenarios A y B.

**Cuadro 12.- Escenario central para el PIB y Población. América Latina  
(Tasas anuales de variación)**

Período	PIB		Población (BM)
	UE (1)	BM (2)	
2000 -2010	3,5	-	-
2010 - 2013	3,1	-	-
2000 - 2004	-	1,7	2,4
2005 - 2013	-	3,8	2,2

(1) European Energy and Transport. Trends to 2030; UE, enero 2003.

(2) World Bank Baseline Forecast; noviembre 2002.

**Cuadro 13.- Escenarios económicos centrales en países de MERCOSUR  
(Tasas anuales de variación del PIB)**

Período	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay
2002 (1)	-10,8	1,9	-2,5	-10,7
2003 (2)	7,3	0,1	2,5	1,0
2004-2013 (3)	4,0	3,6	3,2	3,0

(1) Real según CEPAL.

(2) Estimación según CEPAL.

(3) Elaboración propia en base a información aportada por Instituciones Públicas y privadas de cada país.

## CAPÍTULO II. ENTORNO ENERGÉTICO INTERNACIONAL

### ÍNDICE

II.1. LA POLÍTICA ENERGÉTICA .....	2
II.2. LA HETEROGENEIDAD EN LOS PROCESOS DE LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LOS PAÍSES DE LA UE .....	4
II.3. SECTOR ELÉCTRICO EN LA UE. HETEROGENEIDAD .....	6
II.4. EL MERCADO MUNDIAL DE ENERGÍA (I). EL CONSUMO .....	11
II.5. EL MERCADO MUNDIAL DE ENERGÍA (II). RESERVAS Y PRODUCCIÓN.....	23
II.6. EL MERCADO MUNDIAL DE LA ENERGÍA (III). EL PRECIO DEL PETRÓLEO.....	34
II.7. EL MERCADO MUNDIAL DE LA ENERGÍA (IV). EFICIENCIA ENERGÉTICA Y NIVEL DE DESARROLLO .....	38
II.8. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES.....	41
II.9. PREVISIONES ENERGÉTICAS MUNDIALES. LAS GRANDES MAGNITUDES ENERGÉTICAS EN EL HORIZONTE 2020.....	45

## II.1. LA POLÍTICA ENERGÉTICA

Durante los últimos años del Siglo XX, se inician **importantes transformaciones** estructurales en el sistema energético mundial. Se trata por un lado de movimientos de liberalización de los mercados y, por otro lado, de una oleada de difusión rápida de innovaciones tecnológicas que afectan a todas las industrias.

La visión actualmente dominante de la organización y del funcionamiento del sistema energético mundial es pues, la de un conjunto de industrias dinámicas que funcionan, cada vez más, según una lógica internacional y que cuentan con mercados de aprovisionamiento abundante y barato, por el impulso básico del progreso técnico<sup>1</sup>.

La mundialización de las economías como consecuencia del progresivo aumento de los intercambios internacionales ha planteado la necesidad de adaptar los sistemas económicos y energéticos a esta nueva situación con el fin, no sólo de participar de las ventajas derivadas de un mayor flujo del total de intercambios internacionales, sino también como “estrategia de supervivencia”. Esto último se ha traducido en profundos “cambios de adaptación” que han afectado a todas las industrias energéticas.

Las primeras en adaptarse fueron las **industrias petroleras** y ya, en la década de los noventa, estas medidas de adaptación afectaron a los sectores **gasístico y eléctrico**. En ambos casos los cambios se han centrado en la introducción de **mayor competencia**, rompiendo situaciones de monopolio/oligopolio y poniendo en tela de juicio el modelo de monopolio verticalmente integrado para las industrias eléctricas. Los debates teóricos sobre la “contestabilidad” de los mercados en situación de monopolio<sup>2</sup> y el retorno de políticas económicas e industriales de inspiración liberal en USA y el Reino Unido durante la década de los ochenta<sup>3</sup> condujeron a un análisis crítico de los modelos de organización de ciertos sectores (energético, transporte por ferrocarril, telecomunicaciones, etc.). Este proceso, que tuvo sus primeras manifestaciones de liberalización/privatización en ambos países, se extendió rápidamente al resto del mundo. Aunque no existe un modelo único de adaptación a una mayor apertura a la competencia<sup>4</sup>, en la mayoría de los países se han llevado a cabo actuaciones de aproximación a una mayor **apertura de los mercados energéticos**.

**El Acceso de Terceros a Redes (ATR)** se ha convertido en piedra angular de la mayoría de los procesos de liberalización de los sectores del gas y de la

---

<sup>1</sup> Energie 2010-2020- Les Chemins d'une croissance sobre; La Documentation Française; sept.1998.

<sup>2</sup> G. Becker; W Baumol; D.M. Newbery; P Joskow son algunos de los autores que han teorizado y analizado situaciones de monopolio/oligopolio.

<sup>3</sup> Véase R. Reagan en USA y M Thatcher en R. Unido.

<sup>4</sup> Los modelos se extienden desde una privatización/liberalización total hasta otras actuaciones de introducción “mínima” de la competencia, con calendarios temporales amplios para conseguir mayores niveles de apertura.

electricidad. Este ATR se puede complementar con procesos de privatización, así como con actuaciones que incentiven y faciliten la aparición de nuevos actores.

Estas actuaciones tienden a disminuir las barreras de entrada y aumentar, por tanto, la “contestabilidad” de los mercados energéticos. En algunos casos los procesos de apertura también han supuesto el reforzamiento de ciertos grupos energéticos con vistas a estar mejor preparados para hacer frente a mercados más amplios y transnacionales.<sup>5</sup>

Recordemos que estos procesos de liberalización de los sectores energéticos se enmarcan dentro de una **política energética** más amplia que empezó a tomar cuerpo tras el primer choque petrolero de los años 1973-1974.

Esta política energética nació como la búsqueda de un adecuado equilibrio entre los objetivos de aumento de la **competitividad**, mayor integración de los **aspectos medioambientales** y la búsqueda de la **seguridad en el abastecimiento**.

En este sentido, la mayoría de los países siguen haciendo hincapié en actuaciones que aumenten la **diversificación** de fuentes de energía (también de su origen geográfico), que mejoren la **eficiencia** en el uso de la energía y su conservación y que potencien la **investigación y desarrollo** de nuevas tecnologías, así como la **cooperación** entre países.

Los procesos de liberalización de los mercados energéticos tienen como objetivo básico el aumento de la eficiencia en el funcionamiento de los sectores de oferta energética, en particular, de electricidad y de gas.

---

<sup>5</sup> Los casos de las empresas alemanas EON y RWE son dos ejemplos claros. Se han reforzado, tanto en sus mercados tradicionales en Alemania, como en el exterior (Inglaterra, Polonia, Hungría...) para hacer frente a un mercado único europeo de la electricidad y del gas cada vez más cercano.

## II.2. LA HETEROGENEIDAD EN LOS PROCESOS DE LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LOS PAÍSES DE LA UE

La Unión Europea (UE) inició su andadura a partir de la Comunidad Europea para el Carbón y el Acero (CECA, 23 de julio de 1952) y de la Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM; 1 de enero de 1958). A pesar de ello, resulta llamativo que su política energética, hasta principios de los años noventa, se limitara a ciertos aspectos puntuales y sectoriales y a apoyar las recomendaciones energéticas de la Agencia Internacional de la Energía a sus países miembros.

El camino hacia una mayor integración del mercado de la energía se inicia en 1988 con la publicación del Informe de la Comisión “**El Mercado Interior de la Energía**”. Este informe pretendía trasladar al mercado energético los principios de libertad de circulación reconocidos en el **Acta Única** de 1986. La década de los noventa comienza, por tanto, con la preocupación de poner a punto un conjunto de medidas que **eliminen los obstáculos al libre comercio en el sector energético**<sup>6</sup>.

Desde la mencionada fecha de 1988, transcurriría un periodo de **casi diez** años, marcado por la necesidad de **conciliar intereses contrarios** entre los países miembros y las propias empresas energéticas. La gran **heterogeneidad** existente en la estructura técnica, económica, de distribución y empresarial de los diferentes sectores energéticos (en particular del eléctrico y gasístico) hizo especialmente dura la puesta en marcha de un conjunto de medidas cuyo objetivo básico era la obtención de una mayor integración del mercado de la energía, a través de una **estrategia energética común**. Las bases de esta estrategia se definen, ya en 1995, en el Libro Blanco de la Comisión “**Una política energética para la Unión Europea**”<sup>7</sup>.

El proceso hacia la creación de un mercado interior de la energía se consolidó con la publicación de la directiva de normas comunes para el mercado interior de la electricidad<sup>8</sup> y la correspondiente del gas<sup>9</sup>.

Un poco antes de la publicación del mencionado Libro Blanco, la Comisión hizo público, en 1993, su informe sobre **competitividad, crecimiento y empleo** en el que se fijaban las pautas para el desarrollo de **las Redes Transeuropeas** de

<sup>6</sup> Destacan en este sentido las siguientes iniciativas:

- Directiva de **transparencia de precios** (julio de 1990).
- Directiva de **tránsito de la electricidad** (diciembre 1990).
- Directiva de **tránsito de gas** (mayo 1992).

Aunque el impacto de las dos últimas fue bajo, su preparación y existencia supusieron un impulso esencial al proceso de liberalización de ambos mercados (gas y electricidad).

<sup>7</sup> COM (95) 682 Final.

<sup>8</sup> Directiva 96/92 CE de diciembre de 1996.

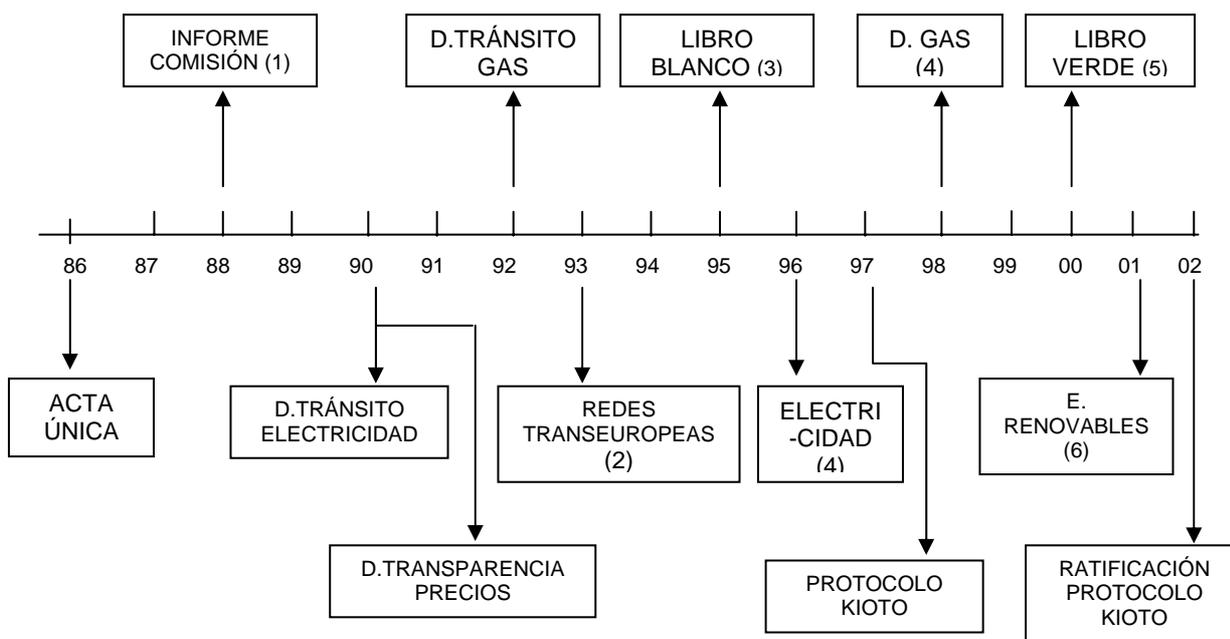
<sup>9</sup> Directiva 98/30 CE de junio de 1998.

transportes, telecomunicaciones y energía, con el objetivo básico de proporcionar la infraestructura necesaria para el funcionamiento eficaz del mercado interior, así como para mejorar la cohesión económica y social en la UE y aumentar la seguridad en el suministro energético.

Respeto a este último aspecto cabe resaltar la adopción en noviembre del 2000 del **Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad de suministro energético”** y la posterior directiva (septiembre 2001) sobre la **promoción de fuentes de energías renovables**. En dicho Libro Verde se apunta que la **estrategia energética futura** de la Unión pasa por la **racionalización del consumo**, el **fomento de las energías renovables** y los **transportes menos contaminantes**, el **análisis de la contribución de la energía nuclear** y el **aprovechamiento de las ventajas del mercado común**.

### HITOS MÁS IMPORTANTES DE LA POLÍTICA

#### ENERGÉTICA DE LA UE 1986-2002



- (1) El Mercado Interior de la Energía.
- (2) Libro Blanco sobre competitividad, crecimiento y empleo.
- (3) Una política energética para la UE.
- (4) Directiva 96/92 CE; Directiva 98/30 CE.
- (5) Hacia una estrategia europea de Seguridad de Suministro energético.
- (6) Directiva sobre promoción de fuentes de energías renovables.

## II.3. SECTOR ELÉCTRICO EN LA UE. HETEROGENEIDAD

Como ya hemos mencionado, tras varios años de discusiones y de “puesta en equilibrio” de las distintas posturas de países y agentes, en diciembre de 1996 se aprobó la **Directiva 96/92 CE de normas comunes para la liberalización del mercado interior de la electricidad**.

Esta Directiva define los **requerimientos mínimos** para la apertura competitiva de los mercados nacionales. Sus aspectos más destacados son los siguientes:

- Libre competencia en generación.
- Apertura gradual del mercado de suministro a consumidores finales de acuerdo con el principio de reciprocidad.
- Separación contable de empresas integradas verticalmente.
- Transparencia de precios de acceso a redes de transporte y de distribución.

La Directiva permitía, en definitiva, construirse un “**traje a medida**” a cada país miembro para hacer frente al proceso de apertura del sector eléctrico. Las **situaciones eléctricas** de cada país eran tan **heterogéneas** que la Comisión optó por aceptar “**varios modelos**” de adaptación a dicho proceso de apertura. Estos modelos no sólo afectaban al **calendario de apertura**, sino también a las soluciones dadas al **funcionamiento** del “nuevo” **mercado de producción eléctrica**, al **gestor técnico del sistema**, a la **propiedad y acceso a la red de transporte** y, finalmente, al **número y propiedad de las empresas**.

En la actualidad, existe un grupo de países en los que la liberalización asciende al 100% del mercado eléctrico, frente a otros cuyo porcentaje no llega al 50%.

En unos pocos está funcionando de manera razonable un **mercado de producción**: Inglaterra y Gales, España, países escandinavos (Nordpool). En la mayoría este mercado no existe o aún funciona de manera tímida.

Los **modelos empresariales** de adaptación a la Directiva también son muy **heterogéneos**:

- Desde la privatización de la empresa pública dominante hasta una elevada fragmentación empresarial (Inglaterra y Gales).
- Adaptación de la empresa pública dominante a la Directiva a través de un **proceso progresivo de privatización** (Italia y Portugal).
- Mantenimiento de un **sector regulado** durante varios años junto a un **sector independiente** no regulado y abierto a la competencia (Portugal, por ejemplo).

- **Reforzamiento** de **grandes grupos eléctricos privados** como preparación para hacer frente a la competencia no sólo a nivel nacional, sino también a nivel europeo. Este es el caso de los dos gigantes alemanes EON y RWE que, tras sendos procesos de fusión en Alemania, han adquirido mayor dimensión y presencia en otros países de la UE (Inglaterra, Portugal, España, etc.)<sup>10</sup>.
- **Actuaciones** para debilitar el “status quo”, impidiendo el reforzamiento de **empresas privadas** a través de procesos de fusión/adquisición en el mercado nacional e incentivando, por el contrario, la aparición de **nuevos agentes** con el fin de aumentar el número de competidores en el mercado eléctrico. Este es el caso de España donde no ha sido posible la fusión de Unión Fenosa-Hidrocantábrico y de Iberdrola-Endesa.
- **Mantenimiento** “sine die” del “status quo” de **empresas públicas** como EDF.

Es decir, en el futuro mercado interior de la electricidad de la UE podrían coexistir varios modelos **empresariales**:

- **Grandes grupos eléctricos privados** con presencia notable en varios países (las empresas alemanas EON y RWE)
- Grandes **empresas públicas** con presencia notable en varios países. Este es el caso de EDF que, además, está presente en Inglaterra, Alemania, Italia, Portugal, España<sup>11</sup>.
- Grandes y medianas **empresas públicas** en **proceso de privatización** (mixtas). Entre estas destacan ENEL en Italia y EDP en Portugal<sup>12</sup>.
- **Medianas y pequeñas empresas privadas** con fuerte presencia nacional y dificultad para acceder a otros países europeos. Entre estas empresas se encuentran las españolas Unión Fenosa, Iberdrola y Endesa<sup>13</sup>.

Estos modelos empresariales, producto de las distintas opciones adoptadas por los países de la UE en sus procesos de adaptación a la apertura del mercado eléctrico difícilmente coexistirán “pacíficamente” en el futuro mercado único

---

<sup>10</sup> La última gran operación de EON en Alemania fue la compra de la mayor empresa de gas RUHRGAS a principios del 2003. Además esta nueva empresa adquirió, en 2002, la empresa británica POWERGEN. Por su parte RWE, además de potenciar su presencia en Portugal (Portugen y Turbogás) y de construir en España una central de ciclo combinado de 400 MW (en colaboración con Iberdrola), compró en 2002 la primera eléctrica privada de Inglaterra: INNOGY (aproximadamente 7.000 MW).

<sup>11</sup> En **Italia** está presente a través de Italenergía (18% del capital social). En **Alemania** compró la cuarta empresa eléctrica EnBW. Con esta empresa participa en Hidrocantábrico (**España**). En **Portugal** está presente a través del 10% que mantiene en Tejo Energía. Pero donde realmente ha adquirido gran dimensión ha sido en **Inglaterra** a través del grupo London Electricity (LE Group).

<sup>12</sup> EDP ha entrado con fuerza en el mercado español, adquiriendo el 40% del capital social de Hidrocantábrico.

<sup>13</sup> Endesa ha “reorientado” sus inversiones y en los dos últimos años ha entrado a participar en una **empresa francesa** filial de Charbonnages de France (SNET, 2.600 MW y 7.611 GWh de ventas). También ha entrado a participar en el segundo grupo italiano (Elettrogen) adjudicado por ENEL dentro de su plan de desinversión (5.438 MW).

totalmente liberalizado sin barreras de entrada ni restricciones para los intercambios de electricidad.

La gran **empresa pública francesa EDF** y los grandes **grupos eléctricos privados alemanes** (RWE, EON), probablemente acompañados de la **empresa mixta ENEL** dominarán y, por tanto, liderarán el mercado europeo de la electricidad. Las medianas tendrán que diseñar estrategias para “aguantar” la competencia, sobre todo en sus mercados tradicionales. Las pequeñas probablemente acaben formando parte de esos grandes grupos eléctricos.

**Cuadro 1.- Heterogeneidad en los niveles de apertura del mercado eléctrico de la UE**

PAÍS	APERTURA MERCADO % (1)	UMBRAL ELEGIBILIDAD	APERTURA TOTAL (FECHA)
ALEMANIA	100	-	1999
AUSTRIA	100	-	2001
BÉLGICA	52	1/10 GWh	2003/7
DINAMARCA	35	1 GWh	2003
ESPAÑA (2)	55	1 GWh	2003
FINLANDIA	100	-	1997
FRANCIA	30	16 GWh	-
GRECIA	34	1 kV	-
HOLANDA	63	-	2003
IRLANDA	40	1 GWh	2005
ITALIA (3)	45	9 GWh	-
LUXEMBURGO	57	20 GWh	-
PORTUGAL	45	1 kV	2003
R. UNIDO (4)	100	-	1998
SUECIA	100	-	1998

(1) Finales 2002.

(2) Actualmente el nivel teórico de apertura es igual a 100%. Cualquier consumidor puede elegir suministrador.

(3) Los pequeños consumidores tienen la posibilidad de agrupar su demanda con el fin de alcanzar el umbral de elegibilidad. En 2004, el mercado eléctrico se liberalizará para el conjunto de consumidores no-residenciales.

(4) En Irlanda del Norte la apertura del mercado eléctrico tan sólo es del 35%.

FUENTE: Servicios de la Comisión; SEC (2002) 1038.

**Cuadro 2.- Heterogeneidad en el nivel de concentración del mercado eléctrico (Participación de tres principales suministradores)**

PAÍS	% (1)
ALEMANIA	50
AUSTRIA	67
BÉLGICA	53
DINAMARCA	38
ESPAÑA	94
FINLANDIA	33
FRANCIA	90
GRECIA	100
HOLANDA	48
IRLANDA	90
ITALIA	72
LUXEMBURGO	100
PORTUGAL	99
R. UNIDO	42
SUECIA	47

(1) Comprende el mercado libre y regulado. Cifras correspondientes al 2000.

FUENTE: SEC (2002) 1038.

**Cuadro 3.- Heterogeneidad en transporte y distribución de electricidad**

	DISOCIACIÓN DE TRANSPORTE	ACCESO REDES	Nº CIAS. TRANSPORTE	Nº CIAS. DISTRIBUCIÓN (1)
ALEMANIA	JURÍDICA	NEGOCIADO	4	880
AUSTRIA	JURÍDICA	REGULADO	3	155
BÉLGICA	JURÍDICA	REGULADO	1	33
DINAMARCA	JURÍDICA	REGULADO	2	77
ESPAÑA	PROPIEDAD	REGULADO	1	297
FINLANDIA	PROPIEDAD	REGULADO	1	100
FRANCIA	GESTIÓN	REGULADO	1	172
GRECIA	JURÍDICA/GESTIÓN	REGULADO	1	1
HOLANDA	PROPIEDAD	REGULADO	1	18
IRLANDA	JURÍDICA/GESTION	REGULADO	1	1
ITALIA	PROPIEDAD/JURÍDICA	REGULADO	1	219
LUXEMBURGO	GESTIÓN	REGULADO	-	15
PORTUGAL	JURÍDICA	REGULADO	1	3
R. UNIDO	PROPIEDAD	REGULADO	4	15
SUECIA	PROPIEDAD	REGULADO	1	248

(1) La presencia de un gran número de distribuidores no significa necesariamente mayor nivel de competencia, pues se trata en la mayoría de los casos de distribuidores de reducida dimensión ligados a pequeños monopolios locales. Los casos más evidentes de esto se localizan en Alemania, Francia, Italia, España y Suecia.

FUENTE: SEC (2002) 1038.

## II.4. EL MERCADO MUNDIAL DE ENERGÍA (I). EL CONSUMO

El **consumo mundial de energía**, ascendió en 2002 a 9.405 millones de tep, lo que supuso un avance del 2,6% respecto al 2001 y un aumento de casi el 15% durante el periodo 1992-2002. Este último avance se produjo con gran dispersión según áreas geográficas, destacando los países localizados en Asia, principalmente China, India y Corea del Sur. En el lado opuesto se encuentran los países de la UE y los que pertenecen a la OCDE.

América Latina, incluido México, registró un aumento del consumo de energía primaria ligeramente superior al 30% a lo largo de todo el periodo considerado (92-2002).

Producto de las tendencias anteriores se ha producido una pérdida del peso de los países avanzados (OCDE y UE) en el consumo de energía primaria y lo han ganado las economías emergentes (Asia) y en vías de desarrollo (África y A. Latina). La participación de la OCDE y de la UE en el consumo mundial de energía primaria fue la siguiente:

**Cuadro 4.- Participación OCDE y UE en energía primaria (% total)**

	1992	2002
<b>OCDE</b>	57,0	56,8
<b>UE – 15</b>	16,4	15,6

FUENTE: BP: Statistical Review of World Energy, 2003.

La participación del resto de zonas geográficas en el consumo mundial de energía primaria evolucionó de la manera siguiente:

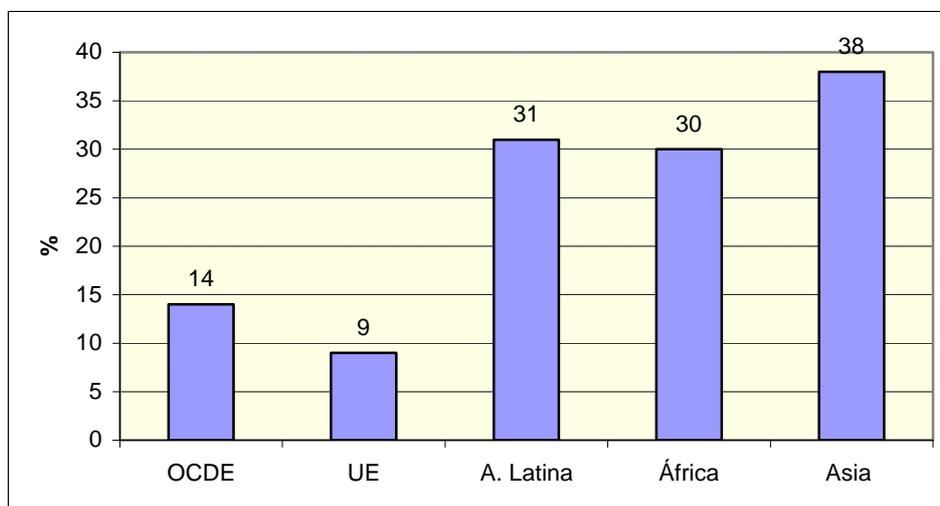
**Cuadro 5.- Participación resto zonas en energía primaria (% total)**

	1992	2002
<b>América Latina (1)</b>	5,4	6,2
<b>Oriente Medio</b>	3,4	4,3
<b>África</b>	2,7	3,1
<b>Asia</b>	24,0	28,9

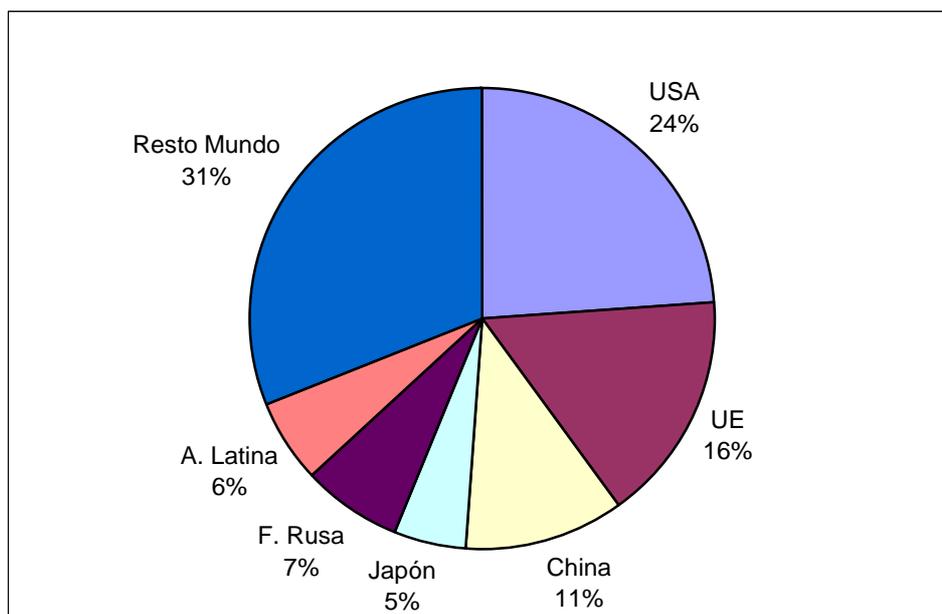
(1) Incluido México.

FUENTE: BP; ob.cit.

**Gráfico 1.- Evolución del Consumo Mundial de Energía (%) por Grandes Zonas Económicas/Geográficas. Periodo 1992–2002**



**Gráfico 2.- Distribución geográfica del consumo mundial de energía primaria, 2002**



El avance más reciente del consumo mundial de energía primaria (2001-2002) se debió al empuje ejercido principalmente por los países asiáticos y, en particular, por China. En este último país, el consumo de energía primaria se acercó a 1.000 millones de tep en 2002, lo que supuso un incremento respecto al año anterior de casi un 20%.

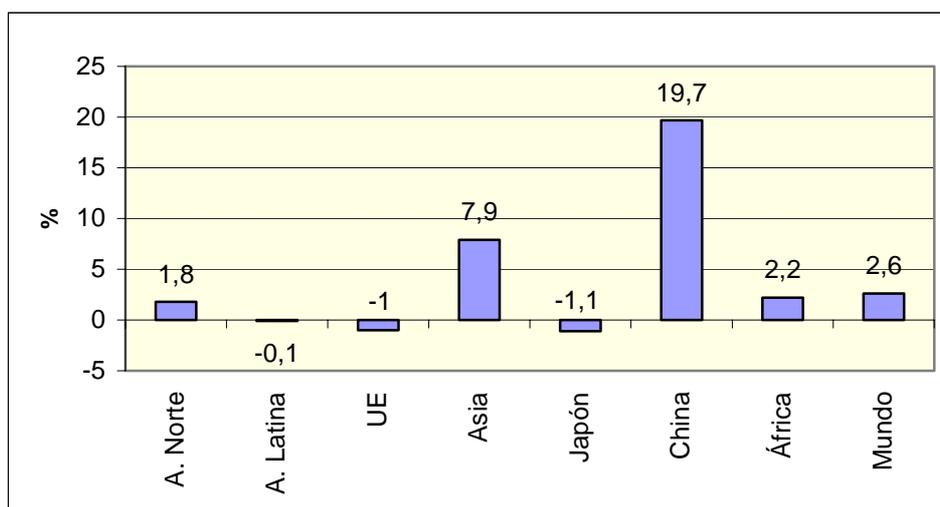
En los años 2001-2002, el consumo de energía primaria retrocedió o prácticamente se estancó en la mayoría de países avanzados: en USA sólo creció en un 1,9%, mientras que en la UE retrocedió en un 1,0%, destacando los descensos alcanzados en Alemania, Irlanda, Portugal, Suecia y Reino Unido. En América Latina, el consumo de energía primaria registró una ligera caída, aunque en Argentina y Colombia los descensos fueron mucho más acusados:

**Cuadro 6.- Consumo de energía primaria en América Latina (% variación 2001-2002)**

PAÍS	Variación (%)
Argentina	-7,4
Brasil	1,7
Chile	2,3
Colombia	-6,5
México	--
Perú	0,9
Venezuela	-0,9
A. Latina	-0,1

FUENTE: BP; ob.cit.

**Gráfico 3.- Evolución reciente del consumo mundial de energía primaria. 2001-2002 (% variación)**



La distribución del consumo mundial por fuentes de energía (energías comerciales) durante 2002 pone de manifiesto el predominio del petróleo con un 37%, seguido por el carbón (26%) y el gas natural (24%). La electricidad primaria (nuclear e hidroeléctrica) supuso un 13%.

El **consumo del carbón** se concentra en dos áreas geográficas: América del

Norte, básicamente USA, y Asia, donde destacan China e India. Ambas zonas consumen el 74% del carbón mundial (24% América del Norte y 50% Asia); dentro de estas zonas USA utiliza el 23% del carbón mundial, China el 28% e India casi el 8%.

La importancia del carbón en el consumo de energía primaria alcanza su máximo nivel en China con un 66%. Este mismo porcentaje fue de un 21% en los países de la OCDE y de un 15% en la UE. En América Latina este combustible fósil supuso algo más de un 4%, siendo Brasil, Chile, Colombia y México los principales consumidores. Estos cuatro países consumieron el 92% del carbón utilizado en América Latina.

El **consumo de petróleo** se concentra en los países más avanzados. En efecto, la **OCDE** consumió el 62% del petróleo mundial (25% en USA y 18% en la UE). **África**, con apenas un 3% del consumo mundial de petróleo, es el continente con menor utilización de este hidrocarburo. En esta zona, además, el consumo se concentra en dos países: Egipto (22% del total) y África del Sur (20%). En **América Latina** el consumo de petróleo alcanzó la cifra de 296 millones de tep (incluido México), lo que supuso el 8,4% del total mundial. México (81 millones de tep), Brasil (85 millones de tep), Argentina (17 millones de tep) y Venezuela (23 millones de tep) concentraron el 70% del consumo de petróleo en América Latina durante 2002.

Finalmente, la participación de **Asia** en el consumo mundial de petróleo fue de un 28% en 2002 (casi 1000 millones de tep), destacando los correspondientes a China, Japón y Corea del Sur. Estos tres países concentraron el 60% del consumo asiático de petróleo.

En 2002 el consumo mundial de **gas natural** ascendió a 2.282 millones de tep. De nuevo los países avanzados concentran el mayor nivel de consumo:

**Cuadro 7.- Consumo mundial de gas natural. 2002 (millones de tep)**

A. Norte (1)	674
UE	347
F.Rusa	350
OCDE	1.236
Total Mundo	2.282

(1)USA y Canadá.

FUENTE: BP; ob.cit.

Los **países avanzados** (OCDE) y la **Federación Rusa** consumieron en el 2002 el 70% del gas natural utilizado en el mundo.

El consumo mundial de **electricidad primaria** (nuclear e hidroeléctrica) fue de 1.203 millones de tep en el 2002:

**Cuadro 8.- Consumo mundial de electricidad primaria en 2002 (millones de tep)**

Nuclear	611
Hidroeléctrica	592

FUENTE: BP; ob.cit.

La **energía nuclear** se concentra en los países de la OCDE (el 86% del total), destacando USA (186 millones de tep; 30% del total), Francia (casi 100 millones de tep; 16% del total) y Japón (71 millones de tep; 12% del total). Otros países con presencia destacada de la energía nuclear son Bélgica, Alemania, R. Unido, España, Suecia, Federación Rusa y Corea del Sur.

En **América Latina**, la energía nuclear juega un papel marginal en el consumo de energía primaria (7 millones de tep; 1% del total) y su presencia se localiza en México, Argentina y Brasil.

En **África**, sólo África del Sur consume energía nuclear (menos de 3 millones de tep). Su participación en el consumo de energía primaria apenas llega al

1%.

En **Asia**, la energía nuclear se localiza básicamente en Japón y Corea del Sur. Otros países que también cuentan con **energía nuclear** son Taiwán, India, China y Pakistán:

**Cuadro 9.- Consumo energía nuclear en Asia. 2002 (millones de tep)**

Japón	71
Corea del Sur	27
Taiwán	9
China	6
India	4
Pakistán	0,4

FUENTE: BP; ob.cit.

La **energía hidroeléctrica** cuenta con una mayor **dispersión geográfica** que el resto de energías. Los países avanzados (OCDE) consumieron algo menos del 49% del total mundial en el 2002.

**Cuadro 10.- Consumo mundial de energía hidroeléctrica. 2002 (miles de tep)**

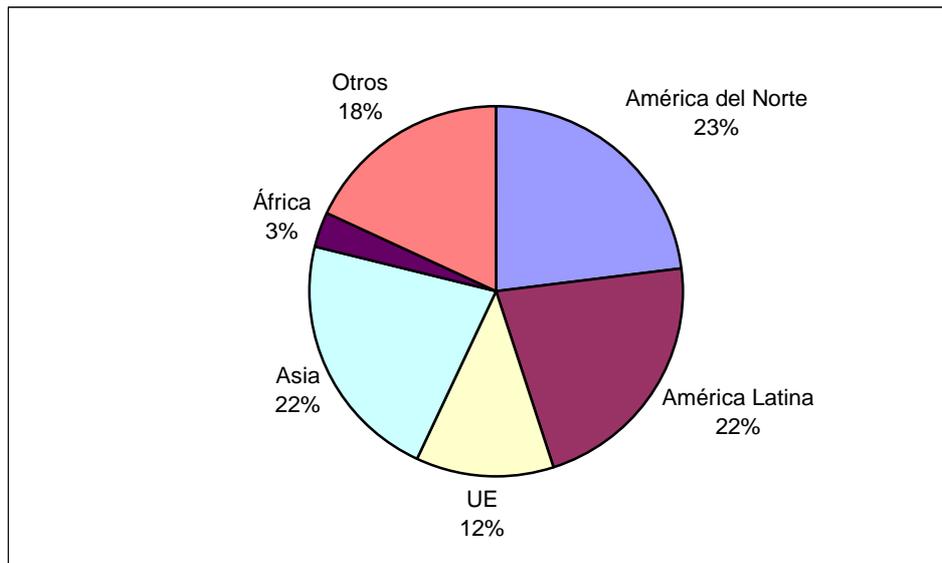
América del Norte (1)	137
América Latina	129
UE	69
Asia	128
África	19
Otros (2)	110

(1) USA y Canadá.

(2) F. Rusa, antiguos países del Este y Oriente Medio.

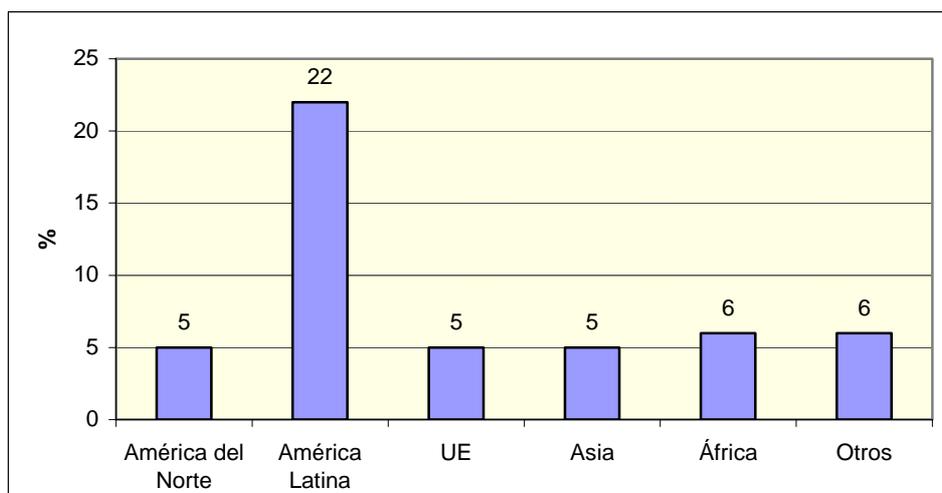
FUENTE: BP; ob.cit.

**Gráfico 4.- Distribución geográfica del consumo mundial de energía hidroeléctrica. 2002**



También es importante señalar el **papel básico** que juega la **energía hidroeléctrica** en el consumo de energía primaria de **América Latina**, con un porcentaje que, en 2002, fue de un 22%. Este mismo porcentaje se situó entre un 5-6% en el resto de las zonas geográficas.<sup>14</sup>

**Gráfico 5.- El papel de la energía hidroeléctrica en el consumo total de energía primaria (%). 2002**



<sup>14</sup> Dentro de América Latina destacan Brasil y Paraguay como países donde la energía hidroeléctrica juega un papel fundamental (cerca de un 36% y de un 80%, respectivamente).

**Cuadro 11.- Distribución del Consumo Mundial de Energía Primaria. Zonas Geográficas y tipos de Energías. 2002 (millones de tep)**

	<b>Carbón</b>	<b>Petróleo</b>	<b>Gas</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>TOTAL</b>
A. Norte	585	984	674	203	137	2.583
A. Latina (1)	25	296	126	7	129	583
UE	217	634	347	202	69	1.469
Asia	1.184	992	297	118	128	2.719
África	91	119	61	3	19	293
Otros (2)	296	498	777	78	110	1.759
<b>Mundo</b>	<b>2.398</b>	<b>3.523</b>	<b>2.282</b>	<b>611</b>	<b>592</b>	<b>9.406</b>

(1) Incluye México.

(2) Federación Rusa, antiguos países del Este y Oriente Medio.

FUENTE: BP, ob.cit. y elaboración propia.

Durante el período 1992-2002, el consumo mundial de energía primaria creció en un 15%, gracias al empuje ejercido por el gas natural y la energía nuclear. El consumo de carbón y de petróleo creció a una tasa cercana al 1% anual. Es decir en ambos casos se aprecia una moderación en su consumo.

En el caso del **carbón** hay que destacar importantes tendencias de signo contrario durante 1992-2002:

- Caída de un 17% en la UE donde este combustible sólido ha sido (y continuará siéndolo en los próximos años) sustituido tanto en consumo final (gas y electricidad) como en procesos de transformación energética (básicamente gas natural para la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado).
- En general se aprecia una evolución cercana al **estancamiento** en la mayoría de **países avanzados** (OCDE) en los que, como en el caso de la UE, está siendo sustituido principalmente por el gas natural.
- Por el contrario, en los **países emergentes** de Asia y que, además, cuentan con importantes reservas de carbón, este combustible sólido se ha convertido en **pieza clave** de sus estrategias energéticas. En este sentido

destacan China e India<sup>15</sup>.

Respecto al **consumo de petróleo** cabe destacar los siguientes hechos (1992-2002):

- **Débil crecimiento** en la UE y otros países avanzados, con incrementos anuales por debajo del 1%.
- **Retroceso** del consumo en la **Federación Rusa** y **antiguos países del Este**, provocado, en gran medida, por la profunda crisis socioeconómica que ha afectado a todos estos países desde la caída del muro de Berlín.
- Avance **moderado** del consumo en América Latina, influenciado, sin duda, por la crisis económica que ha afectado a esta zona, sobre todo a partir de 1998<sup>16</sup>.
- De nuevo, los **países emergentes** de **Asia** se convierten en el **motor del crecimiento** del consumo de petróleo, con un aumento medio anual superior al 3,5% durante 1992-2002 y situándose, una vez más, a la cabeza de este ritmo de crecimiento China (9% de aumento anual) e India (casi un 6% de aumento anual).

El **gas natural**, como ya hemos mencionado, se ha convertido en la **energía protagonista** en los **países avanzados**. La abundancia de oferta, su eficiencia en consumo final y en procesos de transformación energética y las cada vez mayores restricciones medioambientales han hecho de este hidrocarburo una pieza clave de la política energética de la mayoría de los países de la OCDE y de la UE<sup>17</sup>.

Los países emergentes de Asia y en vías de desarrollo de **América Latina** y **África** también cuentan con el gas natural como baza importante de sus estrategias energéticas. No obstante hay que advertir que las limitaciones impuestas por la disponibilidad de recursos financieros para llevar a cabo las necesarias infraestructuras (gasoductos de transporte y distribución, planta de regasificación, almacenamientos, etc.), así como otras de tipo territorial, demográfico (tipo de asentamientos), económicas (localización y tipo de industrias, por ejemplo) e incluso climáticas pueden **obstaculizar** la **penetración** del gas natural en estos países, sobre todo en los menos desarrollados de **África** y **América Latina**.

---

<sup>15</sup> Recordemos que, en el 2002, China consumió casi el 30% del consumo mundial de carbón, con un crecimiento anual superior al 2%, durante 1992-2002. La India consumió el 8% del carbón mundial con un crecimiento anual cercano al 5% durante 1992-2002.

<sup>16</sup> Entre 1998 y 2002, el consumo de petróleo cayó en América Latina (incluido México) en un 2%.

<sup>17</sup> A finales de la década de los noventa era difícil no encontrar un país de la UE con un ambicioso plan de centrales de ciclo combinado. El siglo XXI se inicia, por tanto, con un nuevo ciclo inversor en la mayoría de los sectores eléctricos de los países miembros de la UE, basado en centrales de ciclo combinado (sustitución de centrales térmicas de carbón y fuel-oil; puesta a punto de nueva potencia).

**Cuadro 12.- Participación del gas natural en la producción de electricidad en principales países de la UE (%)**

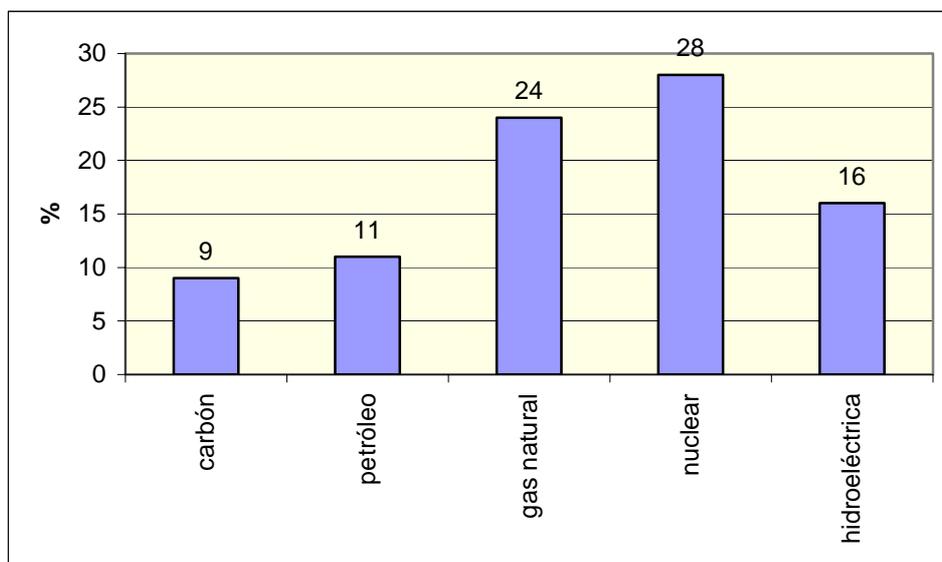
	1992	2000
Alemania	6,2	9,3
Bélgica	9,3	19,3
España	1,1	9,2
Francia	0,7	2,1
Holanda	56,2	56,9
Italia	15,9	37,6
Portugal	-	16,5
R. Unido	1,9	39,4
UE-15	6,6	17,5

FUENTE IEA: Energy Balances of OECD Countries; Paris 2002.

Finalmente hay que destacar que el motor del crecimiento de la **energía nuclear** durante 1992-2002 fue, de nuevo, Asia, en especial Corea del Sur y Japón. En el mismo período la **energía hidroeléctrica** experimentó un práctico **estancamiento** en los **países avanzados**, correspondiéndoles los mayores avances a **América Latina y Asia**<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> En América Latina la energía hidroeléctrica creció casi un 36% durante 92-2002. En el caso de Asia este mismo crecimiento fue de un 35%.

**Gráfico 6.- Evolución del consumo mundial de energía. 1992-2002 (% variación)**



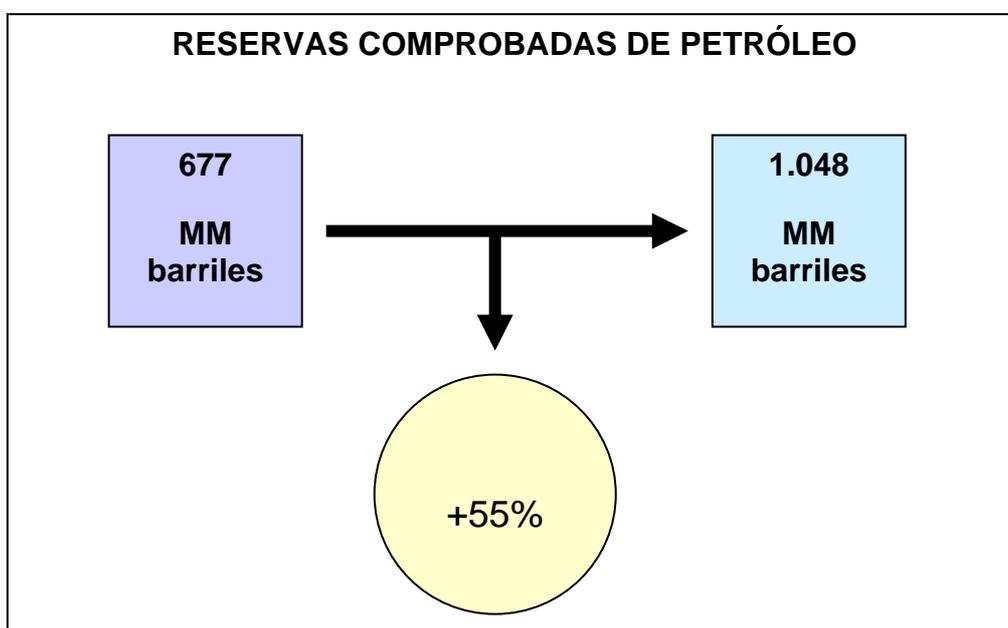
## II.5. EL MERCADO MUNDIAL DE ENERGÍA (II). RESERVAS Y PRODUCCIÓN

Las **reservas comprobadas** de **petróleo** ascendían en 2002 a 143 miles de millones de tep, lo que significaba, al ritmo de la producción de ese año, una duración de aproximadamente 41 años.

Es interesante señalar que, en los años inmediatamente posteriores al primer choque petrolero de 1973, expertos e instituciones internacionales manifestaron su preocupación por el peligro de una desaparición más o menos cercana (en torno a 40-50 años) de los recursos petroleros.<sup>19</sup>

Treinta años después continúa cifrándose en unos 40 años la desaparición de los recursos petroleros, producto de un comportamiento de las reservas cercano al de la producción (incremento medio anual de aproximadamente el 2,5% durante el período 1982-1992).

Lo anterior se explica no sólo por razones de precio y viabilidad de nuevos yacimientos, sino también por el importante esfuerzo inversor realizado y por el progreso técnico en actividades de exploración, explotación y perforación.<sup>20</sup>

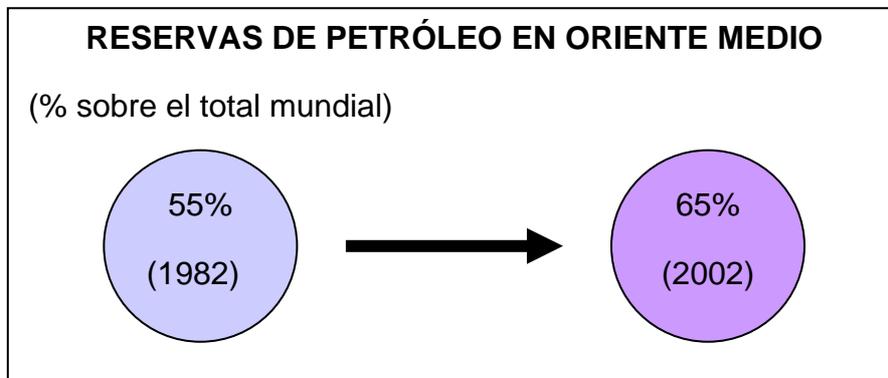


<sup>19</sup> Entre las instituciones y autores más importantes, cabe resaltar:

- Informes al Club de Roma (Meadows y Mesarovic-Pestel).
- Informe a la ONU (Leontief).
- OCDE (Interfuturs; informe dirigido por J. Lesourne).
- Fundación Bariloche (Herrera y otros).

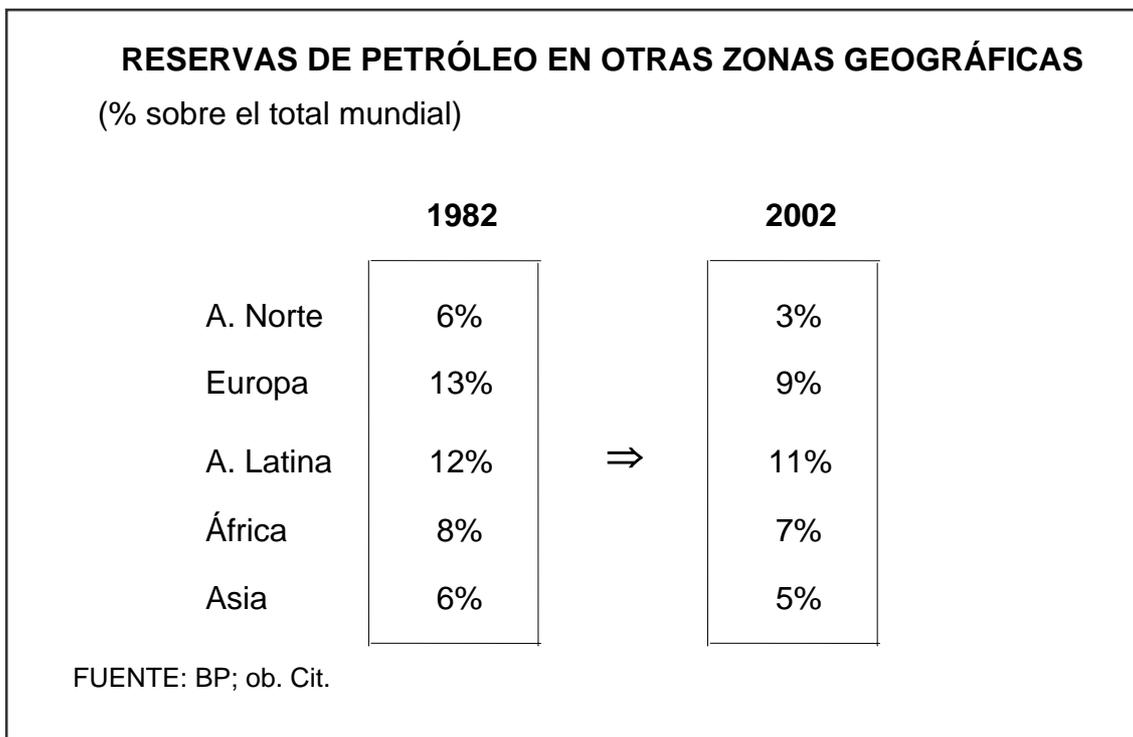
<sup>20</sup> Yacimientos off-shore en aguas profundas; prospección horizontal; sísmica tridimensional, etc.

Un hecho que caracteriza las reservas de petróleo es su elevada concentración en los países de Oriente Medio, habiendo, además aumentado de manera apreciable en los últimos veinte años.

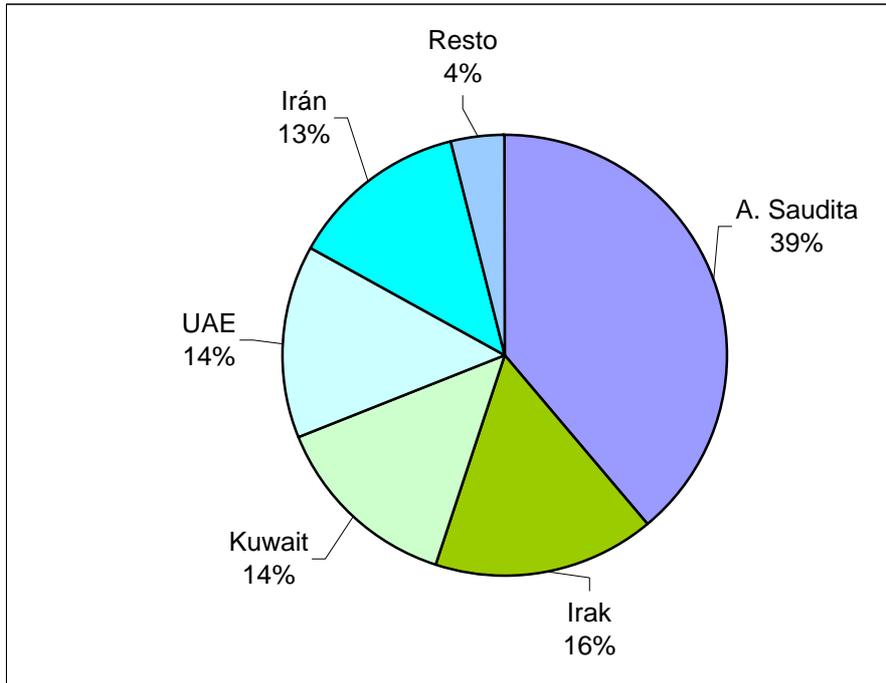


FUENTE: BP; ob.cit.

En el resto de zonas geográficas destacan América Latina (principalmente Venezuela) con un 9% de las reservas mundiales de petróleo y la Federación Rusa (6%). Entre las zonas que pierden peso en las reservas mundiales de petróleo destacan América del Norte (USA y Canadá) y Europa.



**Gráfico 7.- Distribución de las reservas comprobadas en Oriente Medio 2002 (93,4 MM tep)**



**RESERVAS COMPROBADAS DE PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA. 2002**

**(15,9 MM tep)**

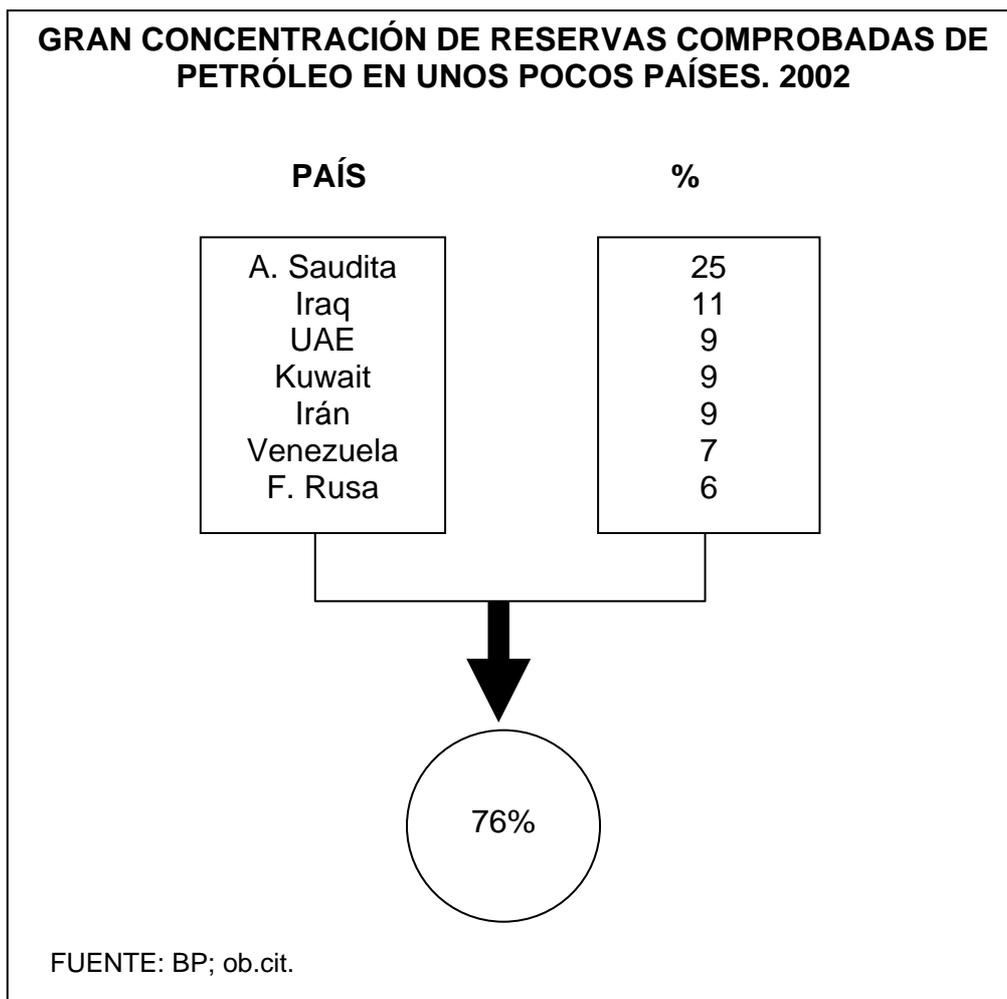
**PAÍS**

**%**

Venezuela  
México  
Brasil  
Ecuador  
Resto

70  
11  
7  
4  
8

FUENTE: BP; ob.cit.



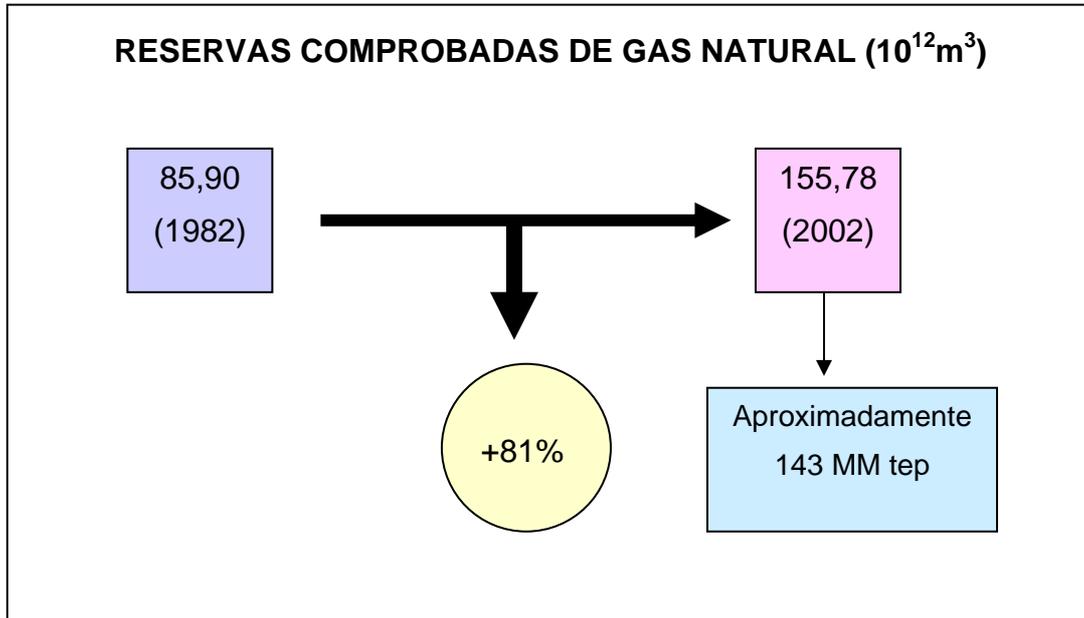
Las **reservas comprobadas de gas natural** ascendieron, en el 2002, a un nivel similar a las del petróleo; es decir, en torno a 143 MM tep ( $5501,5 \times 10^{12}$  pies cúbicos)<sup>21</sup>. Al ritmo actual de producción, la **duración** de estas reservas asciende a casi **61 años**.

En los últimos veinte años, estas reservas han aumentado a una tasa media anual ligeramente superior al 4%. Destacan los aumentos registrados en los países de Oriente Medio y el reforzamiento de nuevos actores en África (Egipto y Nigeria), en Asia (Indonesia y Malasia) y América Latina (Brasil, Bolivia y Trinidad y Tobago). En esta última zona geográfica destaca también el gran aumento de las reservas en Venezuela que se coloca entre los diez primeros países del mundo por el volumen de dichas reservas. En contrapartida, las reservas de gas natural de Argentina prácticamente se han mantenido en el mismo nivel durante 1982-2002 ( $0,76 \times 10^{12} \text{m}^3$ ).

Dos zonas geográficas **concentran** el 67% de las reservas: **Oriente Medio**

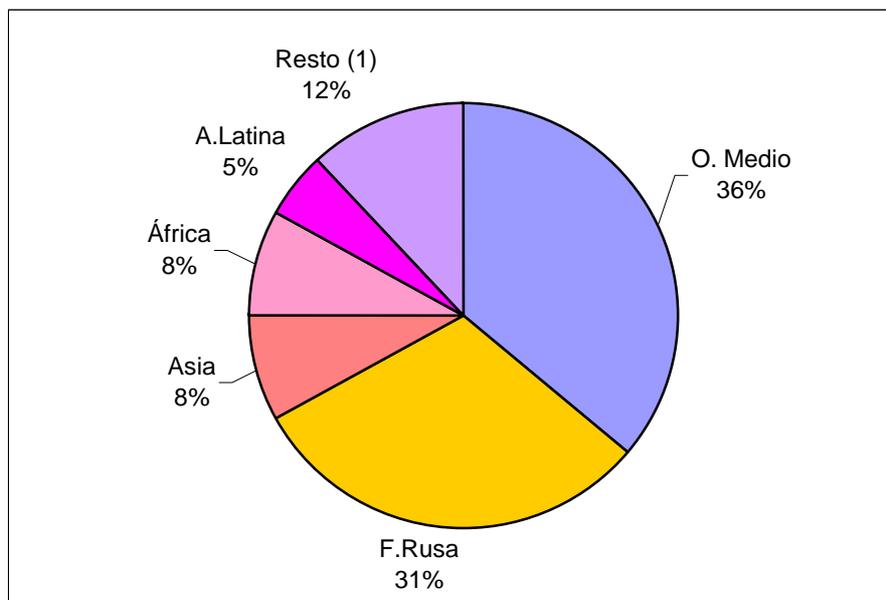
<sup>21</sup>  $10^{12}$  pies cúbicos = 26 millones de tep.

(36%) y la **Federación Rusa** (31%).



FUENTE: Oil and Gas Journal y elaboración propia.

**Gráfico 8.- Distribución geográfica de las reservas probadas de gas natural. 2002**



(1) Resto: Países europeos, USA y Canadá.

Las **reservas comprobadas de carbón** ascendían en 2002 a algo más de 984 MM toneladas, lo que significaba que, al ritmo actual de producción, su duración superaba los 200 años.

Estas importantes reservas tienen una mayor dispersión geográfica que la registrada por los hidrocarburos, siendo América Latina la de menor volumen de reservas comprobadas. En esa distribución geográfica destacan Europa, con el 36% de las reservas mundiales (donde la Federación Rusa dispone de casi el 16% de dichas reservas), Asia con el 30% de estas reservas (Australia, China e India son los países con mayores reservas) y América del Norte (26%), donde USA concentra el 25% de las reservas mundiales.

**Cuadro 13.- Distribución geográfica de las reservas mundiales de carbón. 2002 (984 MM toneladas)**

	%
América del Norte (1)	26
América Latina	2
Europa (2)	36
África y O. Medio	6
Asia	30
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

(1) USA y Canadá.

(2) UE, F Rusa, y antiguos países del Este.

FUENTE: World Energy Council.

**Cuadro 14.- Distribución por países de las reservas comprobadas de carbón. 2002**

	%
USA	25
F. Rusa	16
China	12
India	9
Australia	8
Alemania	7
Sudáfrica	5
Resto	18
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

FUENTE: World Energy Council.

La **producción de petróleo** alcanzó la cifra de 3557 millones de toneladas en el 2002 aunque su evolución respecto al año anterior descendió en casi un 1%, influenciada por el débil comportamiento del consumo (apenas un 0.1% de aumento) que, a su vez, se vio afectado por la debilidad de la actividad económica mundial (principalmente en los países avanzados y en América Latina).

Los países de Oriente Medio son los principales productores de petróleo con el 29% del total mundial. Otros grandes productores son la Federación Rusa (11%), USA (10%), México (5%) y Venezuela (4%). En el 2002, la producción china de petróleo supuso el 5% del total mundial.

La comparación de las reservas, el consumo y la producción pone de manifiesto que en muy pocos años (10-15 años) la **presión** sobre **Oriente Medio** como centro de producción se habrá incrementado de manera notable, por el **agotamiento de las reservas** en la mayoría de **países avanzados**, así como en los **países emergentes** de Asia.<sup>22</sup> Aunque, en menor medida, esta presión sobre las reservas también se notará en **América Latina**.

<sup>22</sup> A no ser que los precios, las inversiones y las nuevas tecnologías mantengan los niveles de reservas registrados en el 2002.

**Cuadro 15.- Reservas, consumo y producción de petróleo en el mundo. 2002 (%)**

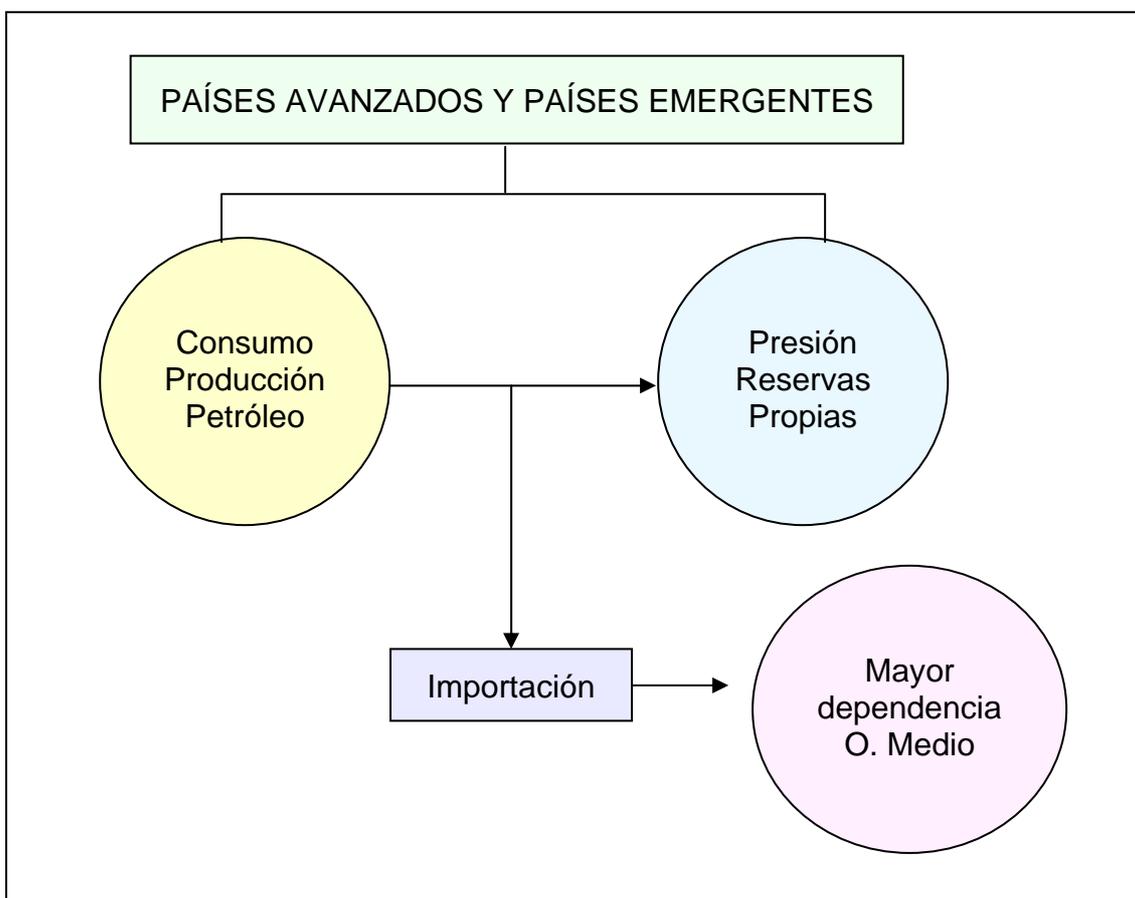
	Reservas	Consumo	Producción
América del Norte (1)	4	28	14
América Latina	11	8	14
Europa (2)	9	26	22
O. Medio	65	6	29
África	7	3	11
Asia	4	29	10
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

(1) USA y Canadá.

(2) Incluye F. Rusa y países de la ex – Europa del Este.

FUENTE: BP; ob.cit. y elaboración propia.

Los actuales niveles de reservas de petróleo “VS” consumo y producción de petróleo en los países avanzados y emergentes de Asia se traducirán, “ceteris paribus”, en una progresiva sustitución de producción propia por importaciones, lo que implicará una mayor presión sobre las zonas con mayores reservas y mayor producción potencial. En este caso, en unos 10 –15 años, podríamos asistir a un aumento apreciable de su **dependencia** respecto a países de **Oriente Medio** y, en menor medida, de América Latina (básicamente Venezuela y Ecuador).



La **producción de gas natural** alcanzó una cifra de 2275 millones de tep en el 2002, lo que supuso un avance del 1.4% respecto al año anterior.

La producción y consumo de gas natural se concentra en tres grandes mercados mundiales.<sup>23</sup>

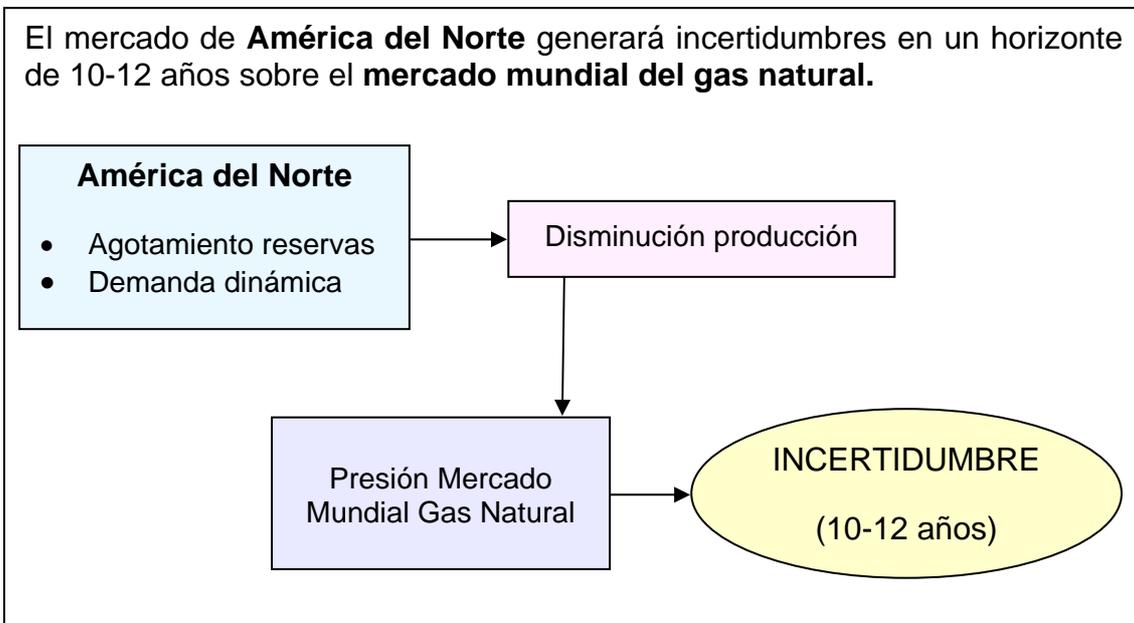
- El mercado de América del Norte.
- El mercado Europa-África.
- El mercado de Asia, constituido principalmente por GNL y cuyo centro más importante es Japón.

El análisis de las reservas, consumo y producción de estos grandes mercados pone de manifiesto el gran **desequilibrio** existente en **América del Norte**. Todo parece indicar que en estos mercados podrían plantearse **problemas de suministro** en un horizonte de 10-12 años pues ante una demanda dinámica,

<sup>23</sup> América Latina es aún un mercado emergente, aunque cuenta con países con niveles de gasificación avanzados como Argentina, Venezuela y, en menor medida Brasil, Chile y Colombia.

el agotamiento progresivo de sus reservas debería implicar un punto de inflexión de la producción. Es decir, América del Norte deberá recurrir de manera creciente a importaciones de gas (GNL) que podrán proceder de América Latina (Bolivia, por ejemplo) y de Oriente Medio.

A pesar de que las reservas mundiales de gas natural son abundantes, en un futuro próximo (10-12 años), el agotamiento de las reservas de América del Norte podría plantear una gran **incertidumbre** sobre la producción mundial de gas natural, pues no hay que olvidar que este mercado supone casi el 30% del consumo mundial de dicho hidrocarburo. A este hecho hay que añadir la apuesta decidida por el gas natural realizado por los países avanzados en sus estrategias energéticas para los próximos años. Ambos fenómenos presionarán sobre las zonas con mayores reservas/producción, produciéndose una tendencia hacia una mayor dependencia de los dos grandes centros productores del mundo: Oriente Medio y Federación Rusa.



**Cuadro 16.- Reservas, consumo y producción de gas natural en el mundo.  
2002 (%)**

	Reservas	Consumo	Producción
América del Norte (1)	4	30	29
América Latina	5	6	6
Europa (2)	39	41	39
O. Medio	36	8	9
África	8	2	5
Asia	8	13	12
TOTAL	100	100	100

(1) USA y Canadá.

(2) Incluye F. Rusa y países antigua Europa del Este.

FUENTE: BP; ob.cit. y elaboración propia.

## II.6. EL MERCADO MUNDIAL DE LA ENERGÍA (III). EL PRECIO DEL PETRÓLEO

La creación de la OPEP en los sesenta y la culminación de los procesos de nacionalización de la producción de petróleo a principios de la década de los setenta, fueron los antecedentes más inmediatos del **primer choque petrolero** que, recordemos, se produjo por el embargo impuesto (1973-1974) por los grandes exportadores de crudo, liderado por Arabia Saudita, a USA y al resto de aliados de Israel.<sup>24</sup> Este embargo supuso un incremento del **precio** del petróleo que llegó a situarlo **cuatro veces** por encima de su nivel anterior (de algo más de 2 dólares/barril a 10-11 dólares/barril).

El segundo salto brusco del precio del petróleo o **segundo choque petrolero**, viene precedido por la revolución iraní y la guerra Irán –Irak. En los años 1979-1981, el precio del crudo alcanza niveles de hasta 35 dólares/barril (diez veces más que su nivel en 1973).

A partir de 1981 se inicia una larga etapa de **descenso progresivo del precio** del petróleo, sólo rota a principios de los noventa con la invasión de Kuwait por Irak y la Guerra del Golfo. En ese momento, el precio llegó a rozar los 30 dólares/barril. La finalización de esta guerra, la política de la OPEP (aumento de la producción desde 23,5 millones de barriles diarios hasta 27,5 millones de barriles diarios) y la crisis asiática culminan un proceso, primero de precios estables en torno a los 18 dólares/barril y segundo de retroceso hasta menos de 10 dólares/barril en 1998.

Los sucesivos recortes de la producción que lleva a cabo la OPEP a partir de 1998, al que se unen acontecimientos imprevistos como el ataque terrorista del 11-septiembre, la huelga de Venezuela y la última guerra contra Irak provocan el **tercer choque petrolero** con niveles promedios de precios situados entre 25-28 dólares/barril.<sup>25</sup>

Entre las consecuencias más importantes provocadas por la política de control de la oferta y de precios practicada por la OPEP, cabe citar el profundo cambio que tiene lugar, a partir del primer choque petrolero, en las **políticas energéticas** de los países avanzados, cuyos elementos más importantes han sido la **independencia/diversificación energética** como mecanismo para obtener mayor **seguridad en el abastecimiento** y el apoyo a la **conservación/ahorro de energía**. El reforzamiento del **carbón**<sup>26</sup> para la producción de electricidad y su uso en consumo final (principalmente siderurgia

<sup>24</sup> A primeros de octubre de 1973 comenzó la cuarta guerra árabe-israelí del Yom Kippur.

<sup>25</sup> En ciertos momentos este precio ha sobrepasado los 30 dólares/barril sobre todo tras los recortes de la producción efectuados por la OPEP a finales de 1999 y a mediados del 2003. Actualmente la cuota oficial de producción es de 23.5 millones de barriles diarios (según lo acordado en la última reunión de OPEP en Argel el 10 de febrero del 2004).

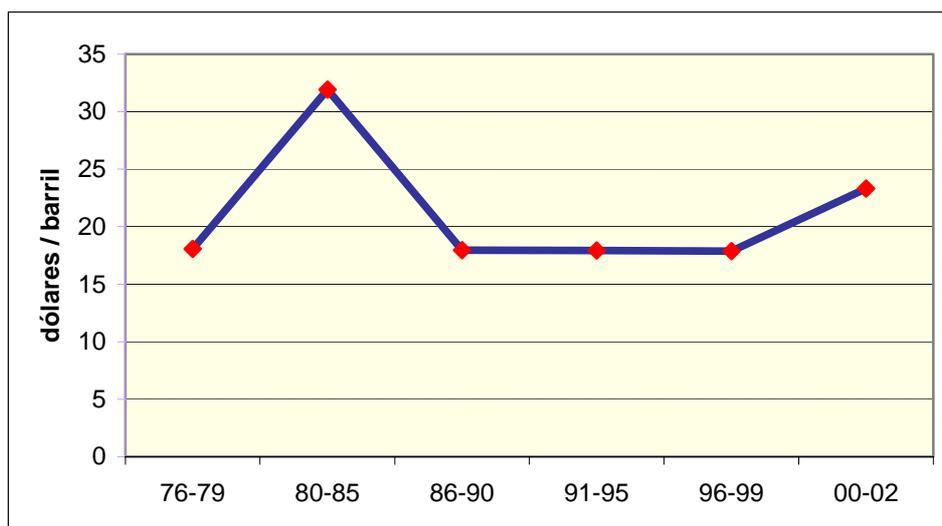
<sup>26</sup> En España se llevó a cabo un **plan** para la utilización del carbón tanto en centrales termoeléctricas como en uso final. En este último caso destaca la sustitución masiva del fuel-oil por carbón, básicamente de importación, en la industria cementera.

y fundición e industria cementera), el lanzamiento del **programa nuclear** y el **esfuerzo por reducir** el consumo de energía por unidad de PIB son manifestaciones de esa búsqueda de mayor seguridad en el abastecimiento y de ahorro energético. Estas políticas se vieron acompañadas por la puesta a punto de Organismos Internacionales, entre los que destaca la **Agencia Internacional de la Energía** (IEA) que, con el impulso de Kissinger, se creó en 1974 para defender los intereses de los países de la OCDE y para ejercer una presión/vigilancia tanto sobre los países miembros como sobre los productores para evitar situaciones de crisis graves.

Otra consecuencia que ha tenido la citada política de la OPEP ha sido la aparición de **nuevos actores** en el mercado mundial de la producción del petróleo. En todos estos años, la cuota de producción de petróleo de la OPEP ha pasado de superar el 50% a una cifra inferior al 40% (38% en 2002)

A pesar de que las empresas petroleras nacionalizadas en los setenta por los países de la OPEP lograron incrementar la producción del cartel hasta los 20 millones de barriles a finales de los ochenta, las compañías públicas y privadas de los países ajenos al cartel empezaron también a sacar la mayor tajada posible del incremento del crudo explotando sus propios recursos. El Reino Unido y Noruega aumentan su producción en el mar del Norte, las petroleras de Occidente no dejaron yacimiento sin explorar, ni tecnología de extracción sin utilizar. Canadá, Angola, Omán, Guinea Ecuatorial... En cada rincón del planeta había una empresa americana o europea buscando crudo. Más tarde cayó la Unión Soviética y la “nueva Rusia” y ex -repúblicas soviéticas como Kazajistán también se unieron a la pugna por los beneficios del petróleo.<sup>27 28</sup>

**Gráfico 9.- Evolución del precio spot del petróleo Brent (dólares/barril)**



<sup>27</sup> Ver El País, 19 de Octubre del 2003.

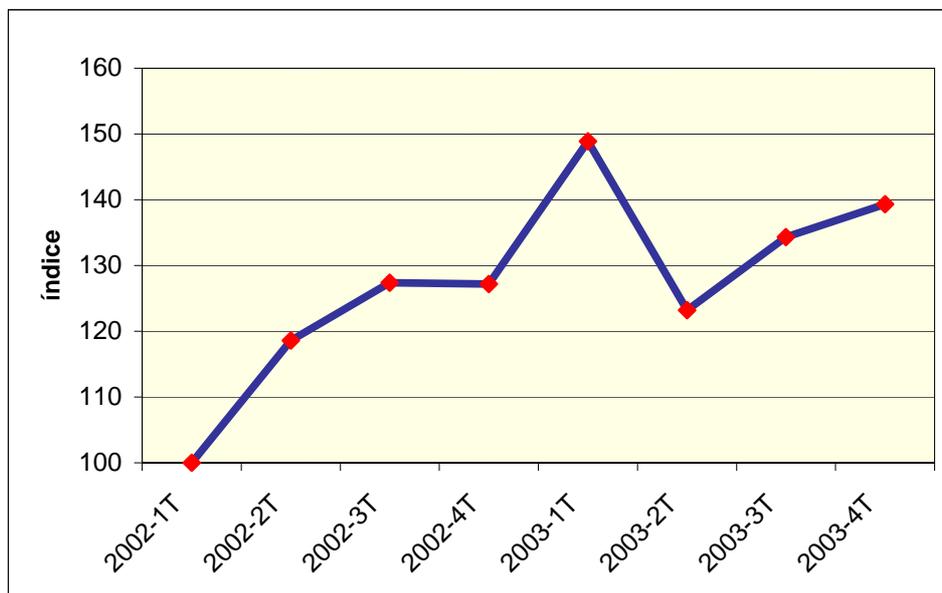
<sup>28</sup> La producción de crudo de Rusia alcanzó en el 2003 un nuevo máximo histórico por quinto año consecutivo. En promedio se produjeron 8.46 millones de barriles/día, lo que supuso un incremento, respecto al 2002, de un 11%.

**Cuadro 17.- Evolución reciente del precio spot del petróleo (Brent; dólares/barril)**

TRIMESTRE	2002	2003
1T	21,13	31,47
2T	25,07	26,03
3T	26,91	28,38
4T	26,88	29,44
AÑO	25,03	28,82

FUENTE: Recogido de "Informe Mensual de los principales indicadores del sector del petróleo; Comisión Nacional de la Energía (CNE), Diciembre 2003.

**Gráfico 10.- Evolución reciente del índice de precio spot del petróleo (1T 2002 = 100; Brent)**



**Cuadro 18.- Las cuotas de la OPEP después de la reunión de Argel de 10 de febrero del 2004 (miles de barriles día)**

	PRODUCCIÓN ANTERIOR	NUEVA CUOTA
Arabia Saudí	7963	7638
Irán	3597	3450
Venezuela	2819	2704
Emiratos Árabes	2138	2051
Nigeria	2018	1936
Kuwait	1966	1886
Libia	1312	1258
Indonesia	1270	1218
Argelia	782	750
Qatar	635	609
<b>TOTAL(1)</b>	<b>24500</b>	<b>23500</b>

(1) Excluido Irak.

FUENTE: OPEP.

## II.7. EL MERCADO MUNDIAL DE LA ENERGÍA (IV). EFICIENCIA ENERGÉTICA Y NIVEL DE DESARROLLO

Una de las consecuencias de los **choques petroleros** ha sido la aplicación de una **política más racional** en el consumo de energía. Esto se ha traducido en un significativo descenso de la **intensidad energética** (consumo de energía primaria por unidad de PIB) en los **países más avanzados**. La combinación de: eliminación de **consumos superfluos** y **política de reconversión/modernización industrial** son los dos factores explicativos más importantes de la caída del indicador anterior:

- En **USA**, el factor explicativo más importante ha sido la eliminación de **consumos superfluos**. Este país ha pasado de un **nivel de despilfarro de energía alto** (el mayor del mundo) a otro más bajo, aunque continúa estando a la cabeza de los países de la OCDE.
- En el **Reino Unido** también ha jugado un papel importante la eliminación de consumos superfluos (elevado nivel de consumo de energía por unidad PIB), aunque en el descenso de la intensidad energética también ha tenido un papel relevante la **reconversión industrial** llevada a cabo durante los años ochenta y noventa.
- En **Alemania** el proceso hacia un menor consumo por unidad de PIB se ha visto reforzado a partir de los primeros años de la década de los noventa, por el **cierre** de gran parte de la **industria obsoleta** de la ex –**Alemania del Este**.
- En el **resto de principales países** de la OCDE (Japón, Francia, Italia...), el **efecto estructura** (cambios estructurales en la economía) ha tenido un peso explicativo de prácticamente el mismo nivel que el **efecto contenido** (ahorro es sentido estricto o eliminación de consumos superfluos) en la explicación de la caída de la intensidad energética del PIB.<sup>29</sup>

Frente a la caída de la intensidad energética del PIB en los países más avanzados de la OCDE, otros, con niveles de desarrollo económico muy por debajo de los anteriores, han registrado un aumento notable de dicho indicador en línea con el desarrollo de sus procesos de industrialización, el avance en los niveles de dotación de infraestructuras y con la consecución de mayor bienestar para su población y hogares. Entre estos últimos encontramos, por ejemplo, a España, Portugal y Grecia.

<sup>29</sup> Para un análisis más detallado de estos efectos, véase por ejemplo:

- AIE/OCDE: Les économies d'énergie dans les pays de l'AIE; Paris 1987.
- Club Español de la Energía y Comisión Nacional de la Energía: **Consumo de Energía y crecimiento económico**. Estudio realizado por CJN. Consultores, SL; Madrid 2001.
- Birol, F. y Keppler J.M: Markets and energy efficiency policy An economic approach; IEA/SLT, 2000.

**Cuadro 19.- Evolución de la intensidad energética en países de la OCDE.-  
1972-2000 (tep/miles dólares de 1995)**

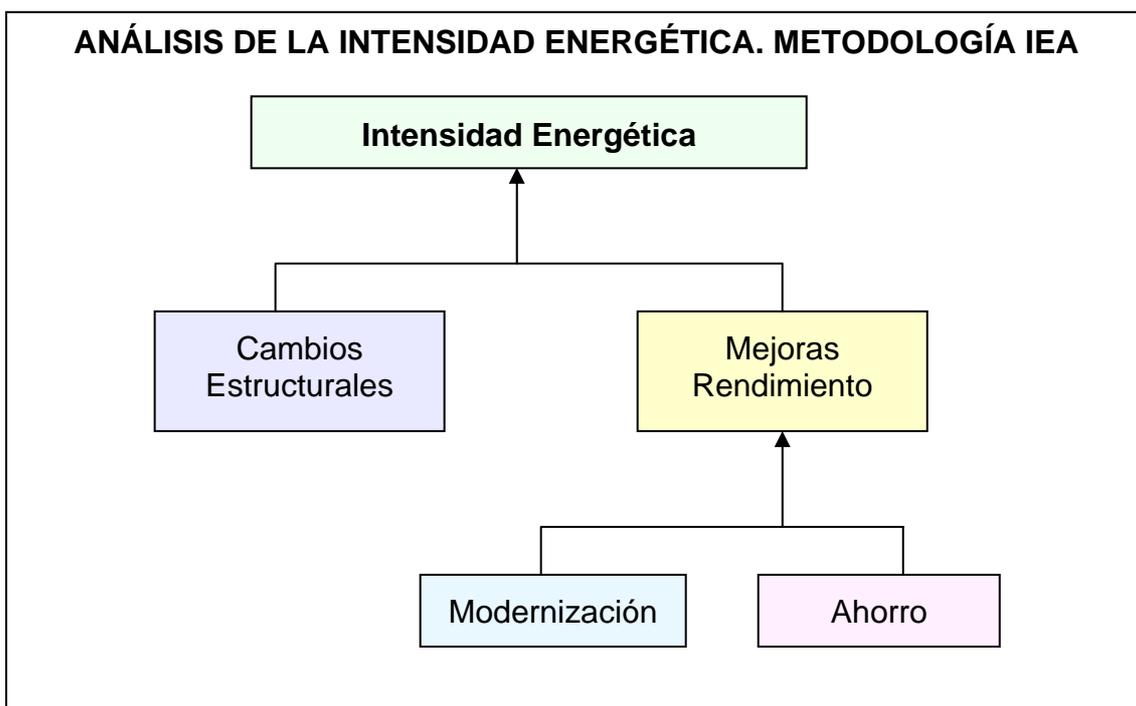
	% variación
<b>Países más avanzados</b>	
Alemania	-40
Francia	-18
Italia	-25
Japón	-22
R. Unido	-42
USA	-42
<b>Países menos avanzados</b>	
España	+29
Grecia	+47
Portugal	+47

FUENTE: Energy Balances of OCDE Countries; IEA; Paris 2002.

**Cuadro 20.- Nivel de Intensidad energética del PIB en 1972 en países de la  
OCDE (tep/miles dólares de 1995; índice OCDE =100)**

	Índice
<b>Países más avanzados</b>	
USA	157
R. Unido	108
Alemania	75
Italia	67
Francia	63
Japón	42
<b>Países menos avanzados</b>	
España	48
Grecia	48
Portugal	46

FUENTE: IEA; ob.cit. y elaboración propia.



## II.8. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

La **globalización** ha implicado la necesidad de adaptarse. La energía no ha escapado a los **procesos de cambio** en los que la **apertura de los mercados** y la introducción de **mayores niveles de competencia** juegan un papel básico.

Las **crisis energéticas** y la progresiva mundialización de las economías también han planteado la necesidad de diseñar unas **políticas energéticas** en las que seguridad/diversificación, conservación/ahorro, nuevas fuentes/energías renovables, efectos medioambientales, etc. forman parte de un conjunto de actuaciones, tendentes a conseguir **sistemas energéticos más eficientes**, más **seguros** y más **sostenibles**.

El análisis de las reservas, producción y consumo de energías primarias (carbón, petróleo, gas natural y electricidad primaria) pone de manifiesto las siguientes **conclusiones**:

### Sobre el carbón

Existen abundantes reservas distribuidas de forma **más dispersa** en el mundo que las correspondientes a hidrocarburos. La utilización de esta energía fósil jugará un papel básico en el desarrollo energético, principalmente de **países emergente** como China e India. En los países avanzados, la utilización del carbón continuará con su tendencia a la baja, en gran parte como consecuencia de la firma del **Protocolo de Kyoto**.<sup>30</sup> De hecho, en la mayoría de países de la UE, la utilización del carbón en consumo final ha sido, en gran medida, sustituido por gas natural y electricidad; lo está siendo también en generación eléctrica donde las centrales clásicas de carbón han sido reemplazadas (R. Unido, por ejemplo) por **centrales de ciclo combinado**. Las necesidades de nueva potencia también serían cubiertas, en un porcentaje elevado, por este último tipo de centrales.

### Sobre el petróleo

Aunque existen reservas al menos para unos 40 años, su elevada **concentración** geográfica y su desigual "estado" (más/menos próximas a su nivel de agotamiento) plantean **incertidumbres** pues, en 10-12 años, la **presión** sobre la producción de crudo de Oriente Medio procedente de los países avanzados y, sobre todo, de la dinámica demanda de los países emergentes y en vías de desarrollo de Asia, América Latina y África será cada vez mayor. Así pues, si el nivel de reservas de petróleo no cambia

<sup>30</sup> Aunque recordemos que dicho Protocolo no ha sido ratificado por USA y por la F.Rusa. Dos países en los que probablemente el carbón continúe jugando un papel significativo en sus sistemas energéticos.

significativamente en los próximos diez años, aumentará la **dependencia**, no sólo de los países avanzados, sino también de los países emergentes y en vías de desarrollo respecto a **Oriente Medio**.<sup>31</sup>

### Sobre el gas natural

A pesar de que las reservas de gas natural son abundantes también registran un elevado nivel de **concentración geográfica**: Federación Rusa y Oriente Medio controlan el 75% de dichas reservas mundiales. El gas natural jugará un papel clave en los sistemas energéticos de los países avanzados; también en los países emergentes y en vías de desarrollo, aunque en estos últimos el proceso de penetración del gas natural se verá limitado por el necesario desarrollo de infraestructuras. El comportamiento dinámico de la demanda de gas natural en USA planteará **incertidumbres** en un horizonte de 10-12 años pues este país dependerá, cada vez más, de la importación de gas natural.

### Sobre la energía nuclear

Si bien la energía nuclear formó parte de las políticas energéticas de un gran número de países avanzados durante los años setenta como una de las soluciones a largo plazo del problema de la energía, actualmente no sólo se encuentra en una fase de **desarrollo lento** sino que, además, está siendo **cuestionada** de tal manera que en algunos países (Alemania, por ejemplo) han optado por un desmantelamiento progresivo de sus centrales nucleares.<sup>32</sup> En la mayoría de países avanzados, en especial los pertenecientes a la UE, existe gran **incertidumbre** sobre la **continuidad** de la energía nuclear en el horizonte 2010-2020.<sup>33</sup>

### Sobre el precio del petróleo

La historia del precio del crudo pone de manifiesto que tras los choques petroleros con subidas apreciables de precio se suceden **períodos más/menos largos** de precios más bajos y **estables** en torno a 18 dólares/barril.

El estricto control de la oferta ejercido por la OPEP desde 1999, con varios ajustes a la baja de la producción, es el motivo principal del **último choque petrolero**, con precios spot medios anuales del Brent cercanos a 29 dólares en

---

<sup>31</sup> Otros países que, con toda probabilidad se unirán a Oriente Medio como centros de producción de petróleo serán Venezuela y Ecuador en **América Latina**, Libia y Nigeria en África.

<sup>32</sup> El tratamiento de los residuos y el desastre de Chernobil tienen mucho que ver con esta postura.

<sup>33</sup> De nuevo USA, con la llegada de G. Bush cambió de opinión y no parece dispuesta a prescindir de la energía nuclear.

el 2000 y 2003.<sup>34</sup> Sobre este comportamiento se cierne, sin embargo, la **incertidumbre** de saber hasta qué punto la OPEP está dispuesta a seguir perdiendo cuota de mercado a favor de productores más agresivos que no pertenecen al cartel (por ejemplo, Federación Rusa, Kazajistán, México...). Cabe plantear, por tanto, la hipótesis razonable de una vuelta progresiva del precio del petróleo a un nivel promedio de 22-25 dólares en el horizonte 2010, aunque la última decisión de la OPEP (10 de febrero del 2004) de recortar de nuevo la producción hará que dicho precio difícilmente baje de 28 dólares/barril en el presente año. Como veremos en los escenarios energéticos, la opción elegida es la de un precio “alto” del petróleo (en torno a 25 dólares/barril) durante los próximos 10 años. La cada vez menor capacidad de maniobra de países no-OPEP (yacimientos cercanos a su nivel máximo de producción) hará que aumente el control de la OPEP y su política de precios altos del petróleo.

### Sobre la eficiencia energética

Los **países más avanzados**, con elevados niveles de consumo de energía per capita y por unidad de PIB, reaccionaron ante los choques petroleros reduciendo la **intensidad energética** a través de la eliminación de **consumos superfluos** y de **cambios en la oferta productiva**. La tendencia a una mayor **terciarización** de sus economías, la reconversión/modernización de sus industrias más intensivas en energía han sido algunas de las manifestaciones de tipo estructural que han jugado un papel explicativo importante en la **reducción** del consumo de energía por unidad de PIB.

En el lado opuesto, **países menos avanzados**, pertenecientes a la OCDE y en **vías de industrialización** han **aumentado** de manera notable el **contenido energético** de sus PIB.

Siguiendo la senda de esos países menos avanzados de la OCDE, cabe esperar que los **países emergentes**, en procesos de industrialización rápida en curso, y los países en **vías de desarrollo aumenten** de manera notable sus **intensidades energéticas**.

A pesar de los logros obtenidos por los países avanzados en el uso eficiente de la energía, los ministros de energía de los países que integran la AIE recordaban, en mayo del 2001, reunidos en París, la necesidad de continuar en la senda de una **gestión eficiente** de la energía y de buscar **fuentes sostenibles** a largo plazo para asegurar el suministro. En su contenido se señalaba también que “el suministro seguro de energía a precios asequibles no es un hecho consumado.” “Y ante un escenario incierto la **diversificación y la eficiencia** son objetivos comunes a todos los países miembros de la AIE.”

La ONU, en su Informe Mundial de la Energía<sup>35</sup>, también señalaba que el 30%

---

<sup>34</sup> La debilidad del dólar, sobre todo respecto al euro y al yen, ha suavizado de manera notable el efecto de esta subida del petróleo en los países de la UE y en Japón.

<sup>35</sup> ONU: Energy World Assessment, 2000.

de la energía se malgasta por el **uso ineficiente** en casas, edificios, empresas y vehículos, apuntando directamente a que los problemas de intensidad energética y de eficiencia de una economía se plantean, principalmente, en la utilización final de las energías por los consumidores.

Más investigación, fuentes renovables, más eficiencia y precios reales eran las principales recomendaciones que la ONU planteaba en el informe citado.

**II.9. PREVISIONES ENERGÉTICAS MUNDIALES. LAS GRANDES MAGNITUDES ENERGÉTICAS EN EL HORIZONTE 2020**

Utilizaremos los resultados del ejercicio prospectivo realizado por la UE, hecho público en enero del 2003.<sup>36</sup>

En ese estudio, se efectúan un conjunto de previsiones para el **entorno internacional**, manejando los siguientes **escenarios centrales**.

- La **población mundial** crecerá a un ritmo anual de 1.2% durante 2000-2010 y de un 1% durante 2010-2020. En esos períodos, los crecimientos poblacionales previstos para **América Latina** son de 1.4% durante 2000-2010 y de 1,1% en el período siguiente. Con las hipótesis manejadas, la población mundial alcanzará una cifra superior a 6800 millones de habitantes en el 2010 y por encima de 7500 millones en el 2020. En **América Latina** ambas cifras serán de **589** millones de habitantes y de **658** en el 2010 y 2020, respectivamente.

**Cuadro 21.- Tendencias de la población mundial (millones de habitantes)**

	2000	2010	2020	00/10 (1)	10/20 (1)
América del Norte	304	327	348	0,7	0,6
OCDE Europa	456	467	470	0,2	0,1
América Latina	514	589	658	1,4	1,1
África	664	836	1.032	2,3	2,1
Asia	3.261	3.658	4.003	1,2	0,9
Resto (2)	903	978	1.047	0,8	0,7
Mundo	6.102	6.855	7.558	1,2	1,0

(1) Tasa anual de crecimiento.

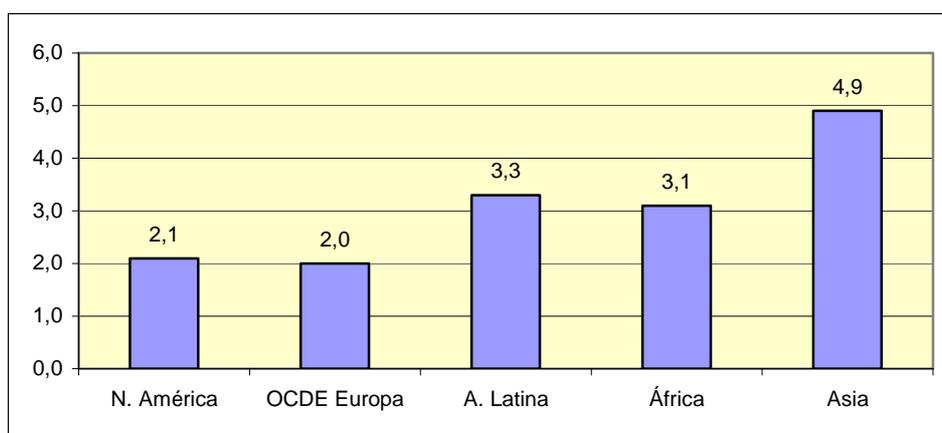
(2) OCDE Pacífico, CEEC; CIS; Oriente Medio.

FUENTE: European Energy and Transport, Trends to 2030; Comisión Europea, Enero 2003.

<sup>36</sup> European energy And Transport, Trends to 2030; Comisión de la UE; enero 2003.

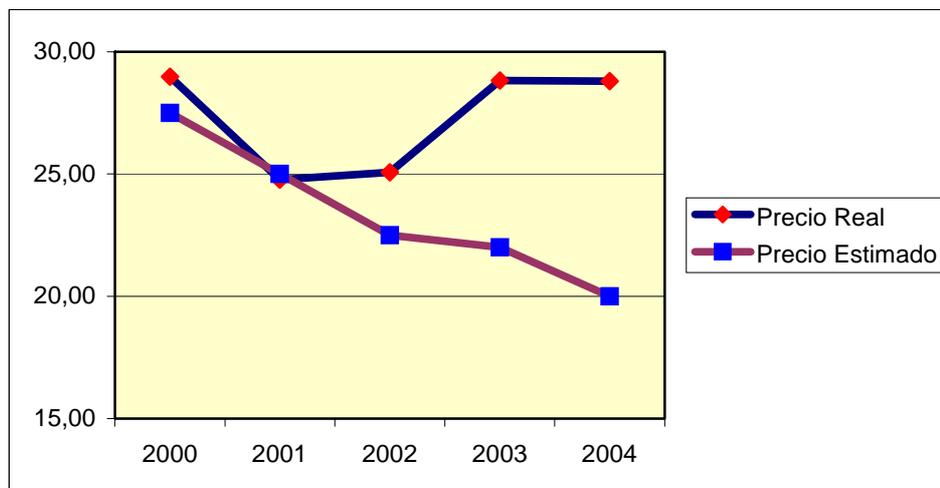
- El PIB mundial crecerá a una tasa anual cercana al 3%, notablemente por encima de la población. Para América Latina se ha previsto un crecimiento económico de 3.5% anual durante 2000-2010 y de 3.1% en el período 2010-2020. Estos crecimientos se sitúan ligeramente por encima de los estimados para la economía mundial (3.3% y 3.0% en ambos períodos). Los países de Asia serán, de lejos, los que más crecerán en el horizonte temporal considerado (5.5% anual en el 2000-2010 y 4.3% anual en el 2010-2020)

**Gráfico 11.- Crecimiento económico previsto de la economía mundial. 2000 – 2020 (Incrementos medios anuales en %)**



- Los precios del petróleo descenderán progresivamente hasta el 2005, donde se situarán en la banda de 18-20 dólares para iniciar una suave tendencia al alza en el 2006 hasta alcanzar en el 2020 un precio situado en la banda de 22-25 dólares. Respecto a estas estimaciones hay que advertir que los acontecimientos ocurridos en el período 2000-2003 han hecho que los **precios** reales sean significativamente superiores a los estimados. La **política de oferta** practicada por la **OPEP** (recorte de la producción) explica, en gran medida estas diferencias. Es más, el último recorte de producción realizado por el cartel en Argel el 10 de febrero del 2004 no facilitará el descenso del precio del crudo durante, al menos el presente año, cuyo nivel medio podría situarse en torno a los 28 dólares por barril.<sup>37</sup>

<sup>37</sup> Este recorte de la producción se justifica, en parte, por los países miembros de la OPEP en base a su pérdida de poder adquisitivo dada la debilidad del dólar con una depreciación frente al euro del 20% y del 10% ante el yen durante el último año. Dada esta pérdida de valor adquisitivo, el ministro venezolano de Energía, Rafael Ramírez, señalaba que "preferimos los precios en la parte alta de la horquilla ideal, es decir, cerca de los 28 dólares..."

**Gráfico 12.- Precios reales y estimados del petróleo. 2000-2004 (dólares/barril; Brent)**

NOTA: Estimación realizada por la Comisión Europea.

Media correspondiente a precios de enero – 10 de febrero del 2004.

- **El consumo mundial de energía** crecerá a una tasa anual cercana al 2% durante el período 2000-2020, correspondiéndole a Asia los mayores incrementos anuales (3.8% anual durante 2000-2010 y 2.9% anual en el 2010-2020), El consumo bruto de energía primaria también crecerá en **América Latina** por encima de la media mundial (un 2.5% en el 2000-2010 y un 2.6% en el 2010-2020). Por su parte, en los países más avanzados de la OCDE dicho consumo anual de energía crecerá por debajo de la unidad (entre un 0.7-0.8%). Con estas hipótesis el **consumo mundial de energía primaria** alcanzará unas cifras de **12.055 millones de tep** en 2010 y de **14,551 millones de tep** en el 2020, correspondiéndoles los mayores incrementos anuales al **gas natural** y a las **energías renovables**. No obstante, por el empuje ejercido por los **países no-miembros de la OCDE**, el **petróleo** continuará siendo la principal energía primaria. El **carbón** (por los aumentos esperados en Asia, en especial en China e India) también **ganará peso** en el consumo mundial de energía primaria. La **energía nuclear**, la **biomasa** (sustitución por energías comerciales en países en vías de desarrollo) y en menor medida la hidráulica (período 2010-2020) **perderán peso** en dicho consumo mundial. Es decir, la Comisión Europea estima que en el 2020 las **energías fósiles** habrán aumentado su importancia en el consumo mundial de energía primaria.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> Los países emergentes, en vías de industrialización y los países en vías de desarrollo serán los “motores” del incremento de esas energías fósiles en detrimento de la **biomasa** y de la **electricidad primaria**. Respecto a esta última, la Comisión estima un retroceso anual del 0.4% durante 2010-2020 para la nuclear, mientras que la **hidráulica** ralentiza su crecimiento en línea con una progresiva reducción de “zonas” disponibles para esta energía. En el resto de **energías renovables**, la Comisión estima un crecimiento anual del 3.4% en el 2000-2010 y del 2.2% durante 2010-2020. Su crecimiento se basará principalmente en el empuje de la **energía eólica**.

**Cuadro 22.- Estimación del consumo mundial de energía primaria en el horizonte 2020 (millones de tep)**

	2000	2010	2020	% (00)	% (20)
Carbón	2.286	2.802	3.482	23,0	23,9
Petróleo	3.556	4.412	5.395	35,7	37,1
Gas	2.221	2.835	3.706	22,3	25,5
Nuclear	663	798	765	6,7	5,3
Hidráulica	238	289	340	2,4	2,3
Biomasa	820	682	569	8,2	3,9
Otras renovables	170	237	294	1,7	2,0
TOTAL	9.954	12.055	14.551	100	100

FUENTE: Comisión Europea; ob.cit y elaboración propia.

**Cuadro 23.- El consumo mundial de energía primaria en el horizonte 2020 por grandes regiones (millones de tep)**

	2000	2010	2020	%(00)	%(20)
América del Norte	2.522	2.771	2.977	25,3	20,5
OCDE Europea	1.603	1.715	1.861	16,1	12,8
América Latina	613	787	1.021	6,2	7,0
África	343	423	551	3,4	3,8
Asia	2.565	3.737	4.950	25,8	34,0
Resto (1)	2.308	2.622	3.191	23,2	21,9
MUNDO	9.954	12.055	14.551	100	100

(1) CEE (Central East European Countries); CIS (Commonwealth of Independent States), Oriente Medio, OCDE Pacífico.

FUENTE: Comisión Europea; ob.cit y elaboración propia.

De la descripción realizada del **escenario central** diseñado por la comisión de la UE se deducen **cuatro grandes conclusiones**:

1. La aportación de las **energías fósiles** crecerá en detrimento de la **electricidad primaria** (nuclear e hidráulica) y de la **biomasa** (sustituida por “energías comerciales”). La aportación de **otras**

**energías renovables** continuará siendo **marginal** y su ligero aumento se basará en el empuje de la **energía eólica**.

- Las **emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>** aumentarán a un ritmo anual del 2.2% durante el período 2000-2020. Lo que significa que su nivel pasará de 23.549 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el 2000 a 36.667 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el 2020, pasando a ser **Asia** la zona del mundo con mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. Recordemos que ese ritmo anual de aumento es superior en un punto al registrado durante la década de los noventa (% variación anual de emisiones de CO<sub>2</sub> en el mundo):

**Cuadro 24.- Emisiones de CO<sub>2</sub> en el Mundo (% variación anual)**

1990-2000	1,2
2000-2020	2,2

**Cuadro 25.- Emisiones de CO<sub>2</sub> en el Mundo (millones de toneladas)**

	2000	%	2020	%
Países avanzados (1)	9.774	41,5	11.668	31,8
América Latina	1.298	5,5	2.186	6,0
Asia	6.401	27,2	13.889	37,9
Resto	6.076	24,8	8.924	24,3
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>23.549</b>	<b>100</b>	<b>36.667</b>	<b>100</b>

(1) América del Norte y países europeos de la OCDE.

FUENTE: Comisión Europea; ob.cit.

- El mayor empuje al consumo mundial de energía primaria procederá de los **países emergentes** de Asia. Este continente concentrará más del 50% del aumento estimado de dicho consumo hasta el 2020.
- En este escenario central se plantea la hipótesis de que en **todas las zonas geográficas**, la **intensidad energética** del PIB disminuye a lo largo del horizonte temporal considerado. Es decir, la **elasticidad** del

consumo de energía respecto al PIB es **inferior a la unidad** en todos los casos.

**Cuadro 26.- Porcentaje de aumento del consumo de energía respecto al PIB en el período 2000 – 2020**

N. América	0,38
OCDE Europa	0,36
A. Latina	0,77
África	0,76
Asia	0,68

FUENTE: Elaboración propia en base a información de la Comisión de la UE; ob.cit.

Las principales conclusiones que acabamos de mencionar plantean sin embargo, algunas **incertidumbres** que pasamos a enumerar:

- Este escenario central plantea un comportamiento del consumo de energía extremadamente **voluntarista**, pues supone una hipótesis de **conservación/ahorro** de energía de difícil cumplimiento. En efecto, a pesar de que en los países avanzados continúa habiendo un cierto margen para el ahorro energético hay que señalar que, en estos países, el esfuerzo de ahorro energético realizado en los últimos 30 años (principalmente en la industria) limita notablemente la consecución de valores del ratio consumo de energía/PIB.<sup>39</sup>
- Por su parte, en los países emergentes y en **vías de desarrollo**, con niveles de “energetización” de sus economías bajos, con procesos de industrialización en curso y en los que, en algunos casos, predominan actividades industriales intensivas en energía, con programas ambiciosos de desarrollo de infraestructuras, con aumentos notables esperados de sus

<sup>39</sup> Recordemos que las mejoras de eficiencia energética conseguidas no solo en la industria, sino también en transporte (motores energéticamente más eficientes), en comercio y servicios y en los hogares (ganancias de eficiencia energética, gracias a las mejoras en edificios, a un nuevo mix de energías, a sistemas de cogeneración/trigeneración...) hace cada vez más difícil reducir la intensidad energética del PIB.

parques de vehículos, con objetivos de conseguir mejores dotaciones energéticas para sus hogares, etc... hacen que la hipótesis de un crecimiento del consumo de energía menor que el del PIB (elasticidad inferior a la unidad) sea loable pero no suficientemente realista.<sup>40</sup>

- La **no-ratificación** del **protocolo de Kyoto** por parte de USA y la Federación Rusa implicará sin duda, que las **emisiones de CO<sub>2</sub>** estimadas para el horizonte 2020 se queden muy por debajo de las reales. Esta no-ratificación por parte de los dos países más contaminadores del planeta podría poner en tela de juicio la viabilidad y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el resto de países avanzados que firmaron (y han ratificado) dicho Protocolo, lo que empeoraría, aun más, el nivel de las emisiones de CO<sub>2</sub> estimadas para el 2020.<sup>41</sup>
- Finalmente, los mayores consumos de **energías fósiles** que los previstos en este escenario central, principalmente en los países emergentes de Asia, no sólo supondrán una **presión creciente sobre la oferta** mundial de esas energías, sino que, además, elevarán notablemente los **niveles de CO<sub>2</sub>**.

---

<sup>40</sup> La experiencia de los países menos avanzados de la OCDE durante los últimos 30 años contradice esa hipótesis (véase, por ejemplo, lo ocurrido en España).

<sup>41</sup> En el seno de la Comisión de la UE se han levantado voces que abogan por una revisión de los objetivos firmados y ratificados por los 15 países miembros.

## **CAPÍTULO III. LOS BALANCES ENERGÉTICOS DE PARAGUAY Y MERCOSUR**

### **ÍNDICE**

<b>III.1. INTRODUCCIÓN. ELABORACIÓN Y MÉTODO DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS .....</b>	<b>2</b>
<b>III.2. EL BALANCE ENERGÉTICO DE PARAGUAY .....</b>	<b>9</b>
<b>III.3. EL BALANCE ENERGÉTICO DE MERCOSUR. EVOLUCIÓN DE GRANDES MAGNITUDES ENERGÉTICAS.....</b>	<b>25</b>
<b>III.4. PRINCIPALES INDICADORES ENERGÉTICOS DE MERCOSUR .....</b>	<b>48</b>
<b>III.5. CRECIMIENTO ECONÓMICO Y CONSUMO DE ENERGÍA EN PARAGUAY.....</b>	<b>54</b>

### III.1. INTRODUCCIÓN. ELABORACIÓN Y MÉTODO DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS

La elaboración de un balance energético requiere la utilización de un método contrastado y de uso común para distintos países, regiones y sectores de actividades económicas, así como la elección de una unidad de medida energética que posibilite agregar unidades de diferente contenido y energías de distinta naturaleza.

La elaboración de series estadísticas de producción y consumo de energías permite conocer los valores que identifican los mercados (geográficos y sectoriales) de cada conjunto homogéneo de energía y de cada energía en particular. Conocidos y tratados los correspondientes valores es posible el **análisis comparado** de mercados nacionales, regionales y sectoriales, así como la realización de **correspondencias** entre la producción y el consumo de energías y datos socioeconómicos (por ejemplo, consumo de electricidad o de hidrocarburos por unidad de VAB; per capita,...).

La puesta a punto de un balance energético para un determinado ámbito geográfico requiere la identificación de:

- La producción de energías primarias.
- El comercio exterior de energías (importaciones – exportaciones).
- La variación de existencias energéticas.
- El consumo bruto de energía primaria (o necesidades globales de energías primarias).
- Los procesos de transformación energética; es decir, la transformación de unas energías en otras (carbón en electricidad, crudo de petróleo en productos petrolíferos,...).
- Los autoconsumos de energía realizados por la industria energética.
- Las pérdidas de distribución, particularmente importantes en el sector eléctrico.
- El cálculo del consumo final de energía, es decir, la demanda de energía por los consumidores finales.

Formulado un balance energético completo es posible conocer por energías la producción bruta de energía primaria, el saldo del comercio exterior, el consumo bruto de energía primaria (o necesidades totales de energía primaria), los procesos de transformación de energías primarias en energías finales, los autoconsumos y pérdidas y, por último, el consumo final de energías por sectores de actividad.

El análisis de este consumo final de energía es una herramienta interesante y valiosa para conocer los mercados sectoriales de energía, su evolución, estructura y características diferenciales respecto a otros mercados.

Estos y otros indicadores singularizan el impacto de la energía en un determinado ámbito geográfico, sectorial y social.

La **metodología** seguida para la formulación del balance energético de Paraguay y de MERCOSUR es la utilizada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) para la elaboración de los balances de los países miembros y no miembros de la OCDE.<sup>1</sup> Estos balances están basados en las **series estadísticas** que, desde hace años, publica la IEA.<sup>2</sup> Esta opción no sólo confiere al análisis estadístico una gran **homogeneidad**, sino que, además, permite efectuar de manera fiable **comparaciones interregionales**.

La metodología se basa en tratar las entradas (inputs) y salidas (outputs) energéticas en una **unidad común de medida**, previa conversión de las unidades originales y específicas de medida de energía (m<sup>3</sup>, MWh, toneladas.....). Esa unidad común es la **tonelada equivalente de petróleo (tep)**.

Esta unidad de medida (tep), adoptada por la IEA<sup>3</sup> se define de la manera siguiente:

---

<sup>1</sup> Véase las dos publicaciones de la IEA:

- Energy Balances of OECD Countries; Edit. 2003.
- Energy Balances of Non OECD Countries; Edit 2003.

<sup>2</sup> Estas estadísticas se recogen en las publicaciones:

- Energy Statistics of OECD Countries; Edit 2003.
- Energy Statistics of Non OECD Countries; Edit 2003.

<sup>3</sup> En la UE (Eurostat) se ha utilizado el julio, aunque actualmente la unidad común de medida preferida es el KWh.

$$1 \text{ tep} = 10.000 \text{ kilocalorías/kg}$$

$$(41,868 \text{ GigaJulios})$$

La conversión de la unidad de origen en tep requiere calcular unos **coeficientes de equivalencia** entre las diferentes formas y fuentes de energía.<sup>4</sup>

La IEA, con el fin de evitar **distorsiones** en la conversión de ciertas energías (principalmente el carbón con grandes diferencias de poder calorífico entre las distintas categorías de ese combustible sólido) ha preferido adoptar los **coeficientes específicos** aportados por cada país, en vez de construir un **coeficiente único** de conversión para cada fuente de energía primaria en todos los países.

En los **balances** elaborados por la IEA, las operaciones se calculan basándose en el **contenido energético** de cada fuente de energía. Es decir, con este método se trata de calcular la equivalencia en energía primaria de una fuente energética utilizando el contenido energético de la forma de energía primaria retenida. Existe, por tanto, una relación evidente entre esta forma de energía primaria y su equivalencia en energía primaria. En este sentido cabe resaltar el tratamiento dado a la **electricidad** de origen nuclear e hidráulico. La IEA considera que el valor calorífico de la **energía nuclear** debe multiplicarse por 2,6 para obtener un valor aproximado en la sustitución del combustible equivalente. Esa cifra de 2.6 equivale a suponer una eficiencia térmica del 33% (rendimiento medio de las centrales nucleares en Europa<sup>5</sup>).

En otras palabras, la conversión de la electricidad de origen **nuclear** en tep se realiza según la siguiente fórmula:

$$1 \text{ MWh} = (0,086/033) \text{ tep}$$

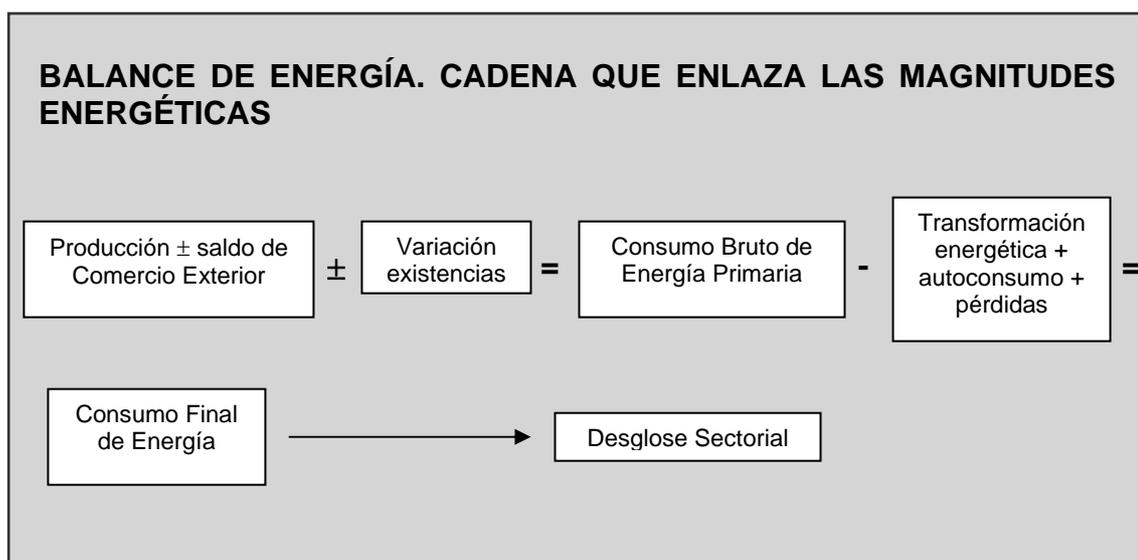
$$1 \text{ MWh} = 0,2606 \text{ tep}$$

<sup>4</sup> Véase "Explanatory Notes" de la publicación "Energy Balances of OECD Countries" de la IEA.

<sup>5</sup> En la sustitución de energía primaria por electricidad se utiliza la fórmula: 1 julio de electricidad = 2,6 de combustibles fósiles.

En el caso de la **energía hidráulica**, la electricidad es la forma de energía primaria seleccionada,<sup>6</sup> por lo que el equivalente en energía primaria es el contenido energético de la electricidad producida en la central.<sup>7</sup>

$$1 \text{ MWh} = 0,086 \text{ tep}$$



Como ya hemos mencionado, en un balance de energía se contabilizan las entradas y salidas de energía primarias y derivadas; el esquema de balance planteado para Paraguay y MERCOSUR es el siguiente:

El balance energético de Paraguay y de MERCOSUR consta de 18 líneas (magnitudes energéticas y desglose sectorial) y de 10 columnas en las que se especifican los grandes grupos de energías.

### COLUMNAS

- Combustibles sólidos (todos los tipos de carbones, incluido el coque)
- Petróleo (crudo y todos los productos petrolíferos energéticos y de uso no energético)
- Gas<sup>8</sup>

<sup>6</sup> En el caso de la energía nuclear, el equivalente en energía primaria es el calor producido por los reactores.

<sup>7</sup> En años anteriores, la energía hidráulica se trataba de manera similar a la nuclear. Es decir, el kWh de origen hidráulico era estimado por su equivalencia en combustibles fósiles tradicionales, por lo que, **1 MWh hidráulico ± 0,247 tep.**

<sup>8</sup> Includido el gas manufacturado, aunque éste último prácticamente ha desaparecido al ser sustituido por gas

Nuclear  
Hidráulica  
Geotérmica, solar, eólica y otras  
Otras energías renovables, residuos y otros productos fatales, (biogás, lejías Kraft...)  
Electricidad  
Calor  
Total

## LÍNEAS

### Magnitudes energéticas

Producción de energía primaria  
Importaciones  
Exportaciones  
Variación de existencias  
Consumo bruto de energía primaria (o necesidades totales en energía primaria)

### Procesos de transformación

Centrales eléctricas (incluida cogeneración)  
Refinerías  
Otros procesos de transformación (fábricas de gas, coquerías, regasificación, autoconsumos, pérdidas y diferencias estadísticas...)

### Consumo final de energía

Consumo final de energía  
Sector industrial  
Trasporte  
Aéreo  
Carretera  
Otros  
Agricultura  
Comercio y servicios públicos y privados  
Usos domésticos  
Usos no energéticos

En definitiva, el balance energético de Paraguay y de MERCOSUR es una matriz con 10 columnas (formas de energía) y 18 filas (magnitudes energéticas, procesos de transformación y desglose sectorial del consumo final de energía).

Filas	Columnas	10	Formas de Energía
18	Magnitudes energéticas Trasformación Consumo final		

El periodo de análisis de los balances energéticos de Paraguay y de MERCOSUR es 1990-2001. En este periodo se han utilizado los datos suministrados por la IEA. El balance energético de 2002 para Paraguay ha sido elaborado con los datos suministrados directamente por las distintas Instituciones y empresas energéticas. Se trata, por tanto, de un balance **provisional**, aunque construido con la metodología de la IEA y, por tanto, comparable con los proporcionados por esta última para los años 1990-2001. Este balance provisional se puede consultar en el Capítulo VIII y se utiliza como punto de partida para la previsión del balance energético de Paraguay hasta 2013.

**COEFICIENTES DE CONVERSIÓN A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (tep) RECOMENDADOS POR LA IEA**

	<u>tep/tonelada</u>
<b>Carbón<sup>9</sup></b>	
<b>P. Petrolíferos</b>	
- Gas de refinería	1,150
- GLP	1,130
- Gasolinas	1,070
- Keroseno Aviación	1,065
- Keroseno Corriente	1,045
- Gasoil	1,035
- Fueloil	0,960
- Coque de Petróleo	0,740
- Otros productos	0,960
<b>Gas Natural (tep/Gcal PCS)<sup>10</sup></b>	0,090
<b>Electricidad (tep/MWh)</b>	0,086
<b>Hidráulica (tep/MWh)</b>	0,086
<b>Nuclear (tep/MWh)</b>	0,2606
<b>Energía renovables, combustibles y residuos<sup>11</sup></b>	

<sup>9</sup> Los poderes caloríficos inferiores (PCI) utilizados para el carbón difieren según se trate de producción, importaciones/exportaciones, centrales eléctricas, coquerías, etc.

<sup>10</sup> Tep por Gigacalorías de poder calorífico superior.

<sup>11</sup> El poder calorífico de este tipo de energías, utilizado por la IEA es el siguiente: 1 TeraJulio=0,00002388 Mtep.

## III.2. EL BALANCE ENERGÉTICO DE PARAGUAY

Los comentarios que se realizan en este apartado se refieren al periodo 1990-2001, dado que para estos años contamos con información estadística completa y homogénea.

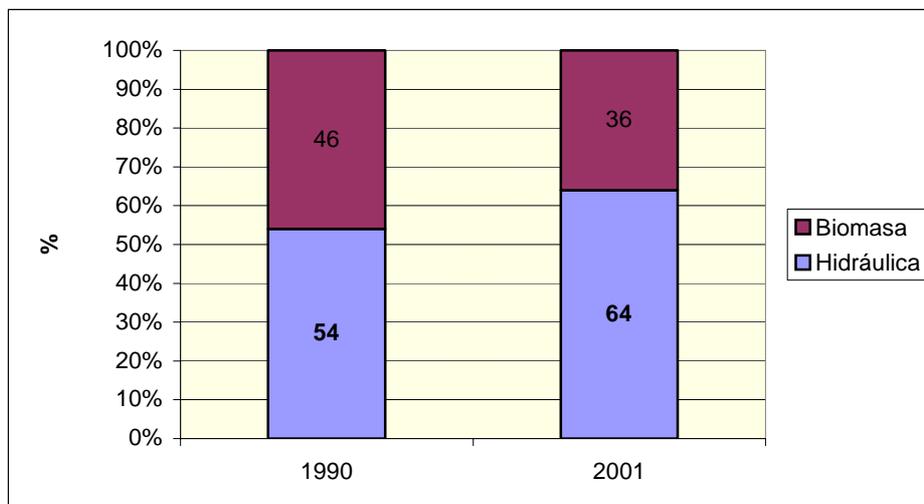
Respecto a las **grandes magnitudes energéticas** del balance energético de Paraguay cabe resaltar los siguientes hechos (2001):

- La **producción de energía primaria** superó la cifra de 6 millones de tep, siendo la aportación de la energía hidráulica de un 64%, mientras que el 36% restante se debió a la producción de biomasa.<sup>12</sup> Once años antes (1990), dicha magnitud fue ligeramente inferior a 5 millones de tep. En este último año, la aportación de la energía hidráulica y de la biomasa fue de un 54% y de un 46% respectivamente. Es decir, en este periodo (1990-2001), la producción de energía primaria avanzó casi un 25%, gracias al empuje ejercido por la energía hidráulica, cuyo crecimiento fue de un 49%. Por el contrario, la producción de biomasa observó una ligera caída (en torno a un 2,7%).

La energía hidráulica y la biomasa constituyen las dos fuentes de energía primaria autóctonas. Paraguay no cuenta con recursos propios de hidrocarburos, ni de combustibles sólidos. La aportación de otras energías renovables (diferentes a la hidráulica y la biomasa) al balance energético de Paraguay es nula.

<sup>12</sup> La biomasa se compone principalmente de leña y carbón vegetal. La producción de este último ha experimentado un fuerte retroceso a partir de 1999. Hasta este año la producción media anual fue de aproximadamente 220 mil toneladas (94-98). Entre 1999 y 2001 esta misma producción fue de algo más de 170 mil toneladas.

**Gráfico 1.- Composición de la producción de energía primaria de Paraguay**



- El **comercio exterior** de energías se centra en el **petróleo y sus derivados** (importaciones) y en la electricidad (exportaciones). El saldo de ambas magnitudes es ampliamente favorable a las exportaciones en 2,3 millones de tep (2001).

Exportaciones (electricidad)	3.363 miles de tep
Importaciones (petróleo y derivados)	1.063 miles de tep
Saldo (superavit)	2.300 miles de tep

Es decir, Paraguay produce una cantidad de electricidad (básicamente de origen hidráulico) que, una vez deducidos los autoconsumos y las pérdidas de transporte y de distribución, así como el consumo final queda un **excedente** para la **exportación** que supone algo más del 86% de la producción.

Producción electricidad	3.901 miles de tep
(-) Autoconsumos y pérdidas	152 miles de tep
(-) Consumo final	386 miles de tep
= Excedente (exportaciones)	3.363 miles de tep

- El **consumo bruto de energía primaria** ascendió a 3.757 miles de tep en 2001. En 1990, esta magnitud energética se situó ligeramente por debajo de 3,2 millones de tep. En este periodo su crecimiento fue de un 19,8% (1990-2001). En estos años destaca la caída del consumo de petróleo<sup>13</sup> desde 324 mil tep a 99 mil tep (retroceso de casi un 70%). La menor producción nacional de derivados del petróleo y el avance del consumo de estos explican el crecimiento de las importaciones de estos productos petroleros (desde 458 miles de tep en 1990 a 965 miles de tep en 2001).

La menor producción de derivados de petróleo y el avance de su consumo explican el crecimiento de las importaciones de estos productos.

Finalmente hay que añadir que en el consumo bruto de energía primaria de Paraguay **no participan** el **carbón**, el **gas natural** y **otras energías renovables** distintas a la hidráulica.

<sup>13</sup> La caída de la destilación de productos en la refinería de Villa Elisa debido a causas técnicas (instalaciones obsoletas) y al cambio en la estructura de la demanda de productos petrolíferos, son las razones explicativas más importantes de la caída del consumo de petróleo crudo.

Petróleos, energía hidráulica y biomasa son las tres formas de energía que participan en el consumo bruto de energía primaria de Paraguay. Excluyendo el saldo del comercio exterior de la electricidad, la participación de esas tres formas de energía en esa magnitud energética es la siguiente (2001; %):

Petróleo	15
Hidráulica	55
Biomasa	30

- La comparación de la producción y del consumo de energía primaria pone de manifiesto un **autoabastecimiento** pleno, dando, incluso, lugar a un excedente que, como ya hemos mencionado, se dedica a la exportación. Recordemos que ese excedente se produce sólo y exclusivamente gracias a la energía hidráulica. Dado el avance de la producción hidráulica, el ratio de autoabastecimiento ha mejorado en el período 1990-2001.

		<u>Autoabastecimiento</u>	
		<u>90</u>	<u>01</u>
1.	Producción	4.864	6.077
2.	Consumo	3.196	3.757
	$\frac{1}{2}$	1,52	1,62

- A pesar de que la producción supera el consumo de energía primaria, el ratio esconde dos importantes carencias del sistema energético de Paraguay:
  - Su total dependencia del exterior en el consumo de petróleo.
  - Su **limitada diversificación energética**, pues no hay que olvidar que en el balance energético sólo intervienen tres formas de energía: petróleo, electricidad y biomasa.
- La “**especialización energética**” de Paraguay en energía hidráulica y biomasa plantea, cara al futuro, los siguientes **interrogantes**:
  - ¿Podrá la electricidad hacer frente al avance del consumo de energía y al “hueco” que progresivamente vaya dejando la biomasa en usos finales?
  - ¿Se deberían ampliar las fuentes de energía en el balance, en concreto optando por el gas natural y ciertas fuentes de energía renovables (eólica, minihidráulica y biodiesel, por ejemplo) consolidando, al mismo tiempo, las exportaciones eléctricas?

Optar por una mayor utilización de la electricidad en usos finales es optar por una mayor **independencia energética** de Paraguay en detrimento de las exportaciones eléctricas y de una mayor diversificación en energías fósiles (gas natural).

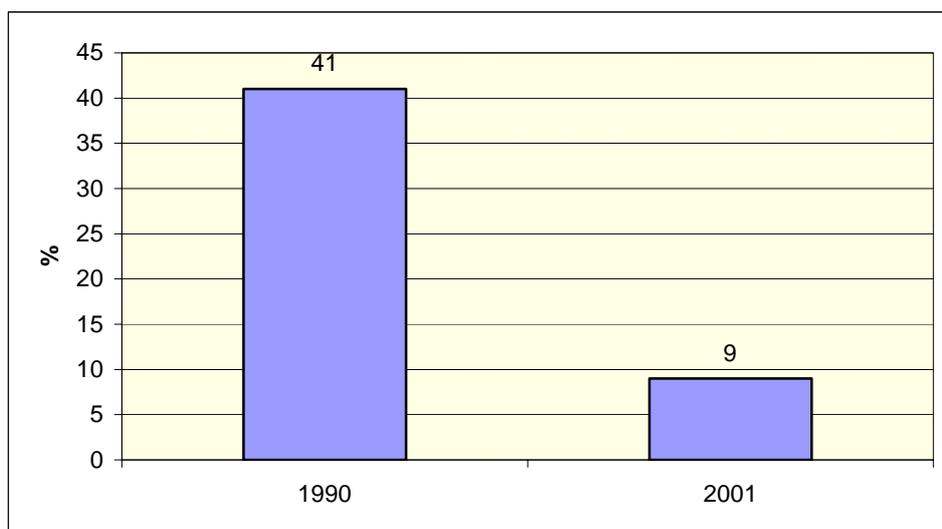
Optar por el gas natural es optar por una mayor **diversificación energética** (ampliar la ecuación energética de Paraguay) aunque esta opción significa aumentar la **dependencia energética** del exterior.

En ambas opciones, el desarrollo de **energías renovables** (eólica, minihidráulica, etc) supone una aportación positiva a la independencia energética y a una mayor diversificación.<sup>14</sup>

<sup>14</sup> La aportación de las energías renovables también es positiva para lograr una mayor eficiencia energética (ahorro de energía primaria) y disminuir las emisiones contaminantes.

- En los **procesos de transformación** destaca la **industria eléctrica** y el **refino de petróleo**. En el primer caso, la aportación de la energía hidráulica asciende a prácticamente el 100%. Los pequeños sistemas termoeléctricos que utilizan petróleos y biomasa apenas produjeron, en 2001, 500 MWh (en ese año la producción de electricidad ascendió a 45.358 GWh). La refinería de Villa Elisa no sólo ha visto descender su producción de manera notable en los últimos once años, sino que, además, requiere una importante reconversión con el fin de adaptarse a una demanda en la que, cada vez más, predominan productos ligeros como el gasoil. En 2001, con la producción de la refinería tan sólo se cubrió el 9% del consumo final de productos petrolíferos de Paraguay. Recordemos que esa misma cobertura fue, en 1990, de un 41%.
- En estos procesos de transformación energética se producen también unos autoconsumos, pérdidas y mermas que, en algunas industrias energéticas como la eléctrica, pueden llegar a ser importantes afectando a la eficacia del sistema energético de un país. En el caso de Paraguay destacan los autoconsumos y pérdidas del sector eléctrico que en 2001, superaron los 150 mil tep.<sup>15</sup>

**Gráfico 2.- Cobertura del consumo final de productos petrolíferos por la producción de la refinería**

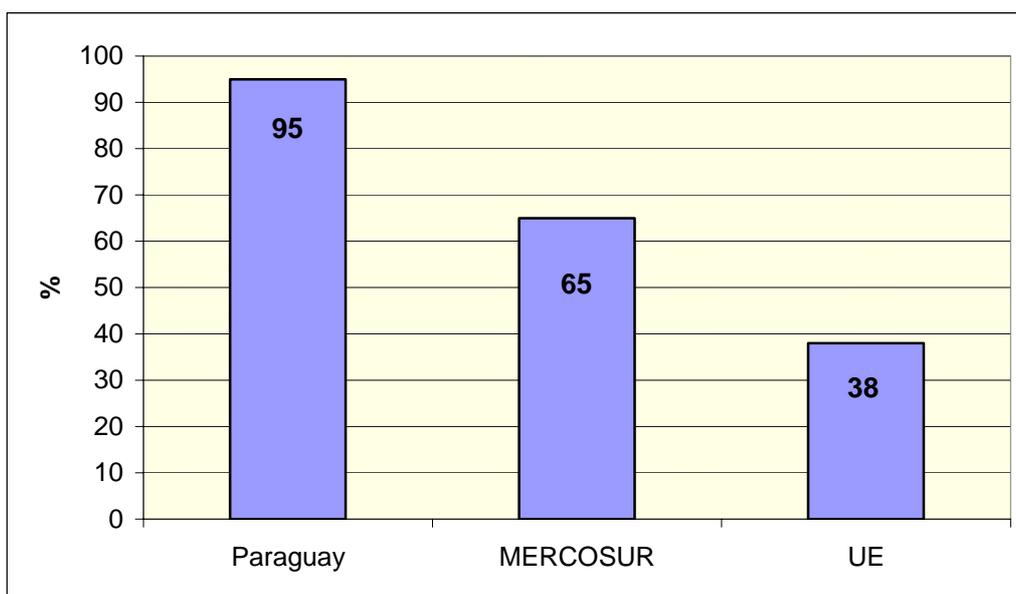


Un hecho a destacar dentro de estos procesos de transformación energética es la alta eficiencia registrada por el sistema eléctrico paraguayo respecto a MERCOSUR y sobre todo, a la UE. Obviamente, el mix de generación “condiciona” esa eficiencia. En un sistema con predominio hidráulico la eficiencia es mayor que la registrada en otros

<sup>15</sup> En el caso del refino, a pesar de que en el balance no se asignan pérdidas / mermas, se puede estimar que esas pérdidas y mermas se sitúan en torno al 5% de la producción.

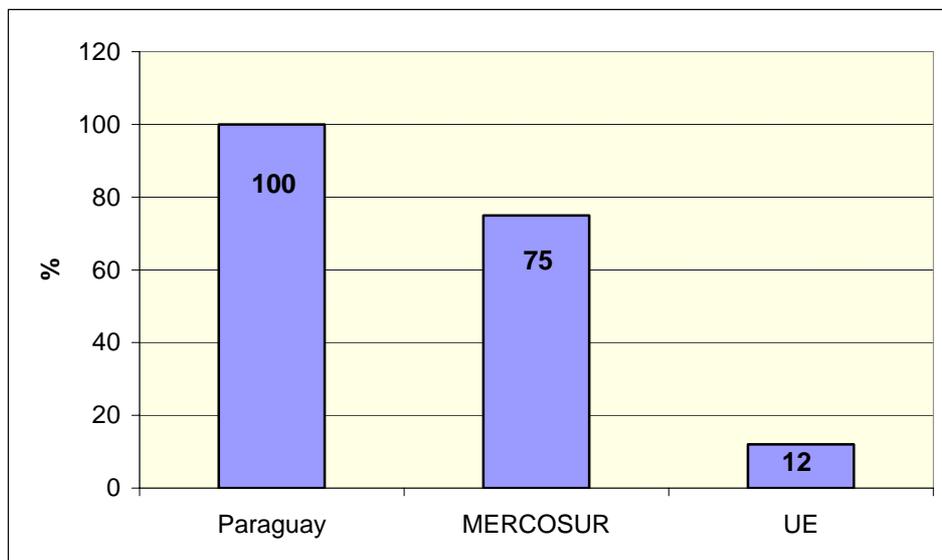
donde las centrales termoeléctricas clásicas (carbón, fuel-oil y nuclear) juegan un papel más importante que otros tipos de tecnología como los ciclos combinados, y, en particular, la hidráulica. En la UE, dicha eficiencia medida por el ratio salidas (producción de electricidad) sobre entradas (incluyendo autoconsumos y pérdidas)<sup>16</sup>, se sitúa alrededor de un 38%, mientras que en MERCOSUR asciende hasta un 65% y en Paraguay el valor alcanzado es de un 95%.

**Gráfico 3.- Eficiencia del sistema eléctrico de Paraguay “VS” los correspondientes a MERCOSUR y la UE (salidas/entradas;%)**



<sup>16</sup> En este ratio se excluye la cogeneración. Por lo tanto mide la eficiencia del sistema eléctrico “ordinario”.

**Gráfico 4.- La participación de la energía hidráulica en la producción total de electricidad (%)**



NOTA: La producción termoeléctrica de Paraguay es insignificante.

- El **consumo final de energía** de Paraguay fue de 3.527 miles de tep en 2001. Esta magnitud energética creció durante 1990-2001 a una tasa media anual de aproximadamente un 1,1%, apreciándose, sin embargo, un cambio de su tendencia al alza durante los últimos cuatro años del periodo considerado (% de incremento del consumo final de energía):

Período 1990-2001	12%
Periodo 1997-2001	-18%

En este consumo final destacan la **biomasa** y los **productos petrolíferos**, si bien a lo largo del periodo hay que destacar el avance de estos últimos y de la electricidad en detrimento de la biomasa.

**Cuadro 1.- Estructura del consumo final de energía (%)**

	1990	2001
Petróleos	23,6	29,8
Biomasa	71,0	59,3
Electricidad	5,4	10,9
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

FUENTE: IEA y elaboración propia.

En otras palabras, el avance del consumo final de energía durante 1990-2001 presenta las siguientes características (cifra en miles de tep):

Variación P. Petrolíferos	310
Variación Biomasa	-135
Variación Electricidad	216
<b>Variación CFE</b>	<b>391</b>

- En la **distribución sectorial** del consumo final de energía sobresalen las **economías domésticas** como consumidores más importantes. En 2001, los hogares paraguayos consumieron el 38% del consumo final de energía, destacando su participación en el consumo eléctrico (cerca del 65% del total). **La industria**, por su parte, consumió el 34% del total, mientras que el transporte participó en esa magnitud energética con un 26%. Durante el período 1990-2001 destaca la caída de la participación de la industria y el avance de la correspondiente al transporte, mientras que los hogares prácticamente mantienen su participación relativa.

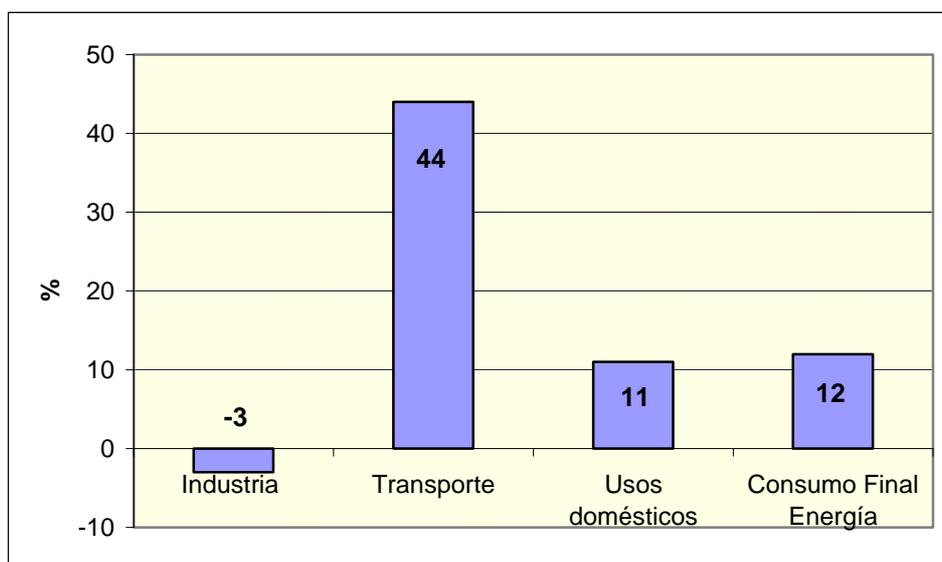
**Cuadro 2.- Estructura sectorial del consumo final de energía (%)**

	1990	2001
Industria	40,1	34,5
Trasporte	20,0	25,6
O Domésticos	38,5	38,0
Otros (1)	1,4	1,9
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(1) Comercio y Servicios y usos no energéticos.

FUENTE: IEA y elaboración propia.

**Gráfico 5.- Evolución sectorial del consumo final de energía. 2001/1990(% variación)**



En la estructura energética de cada sector destaca el **predominio absoluto** de la **biomasa** en la **industria** y la presencia, casi **marginal**, de la **electricidad** y de los **petróleos**. En transporte es lógica su especialización casi exclusiva en **petróleos**, mientras que en usos domésticos, a pesar del predominio de la biomasa, cabe destacar la penetración de la electricidad. A lo largo del período analizado esta última ha registrado un salto espectacular para pasar de un 7% en 1990 a casi un 19% en 2001. El avance de la penetración eléctrica en la

industria ha sido insignificante: de algo más de un 4% (1990) a un 6,5% en 2001.

**Cuadro 3.- Estructura de la demanda energética de principales sectores. 2001 (%)**

	Petróleos	Biomasa	Electricidad	TOTAL
<b>Industria</b>	6,7	86,8	6,5	100,0
<b>Trasporte</b>	98,9	1,1	--	100,0
<b>Usos Domésticos</b>	5,1	76,2	18,7	100,0
<b>CFE</b>	29,8	59,3	10,9	100,0

FUENTE: IEA y elaboración propia.

- La alta utilización de la biomasa en consumo final y la baja participación de las energías “comerciales” (petróleos, electricidad, carbón y gas natural) es un hecho que caracteriza el sistema energético de Paraguay, alejándolo no sólo de lo observado en MERCOSUR, sino también de los sistemas energéticos de los países avanzados.

En Paraguay, existe un claro “desequilibrio” energético a favor de la biomasa y en detrimento de las energías “comerciales”, en particular de la electricidad. Es más en algunas actividades como la industria puede hablarse de “**sector monoenergético**” pues la biomasa alcanza casi un 87% de la estructura de la demanda de energía. No cabe la menor duda que la estructura económica de un país y su nivel de renta determinan la composición de la demanda de energía. Paraguay, con una baja renta per capita, un papel predominante del sector primario y un nivel débil de industrialización, registra un comportamiento energético similar al observado en la mayoría de los países en vías de desarrollo. Hay algo que, sin embargo, diferencia la situación energética de Paraguay del resto de países en desarrollo; se trata de su capacidad actual y potencial de la **energía hidráulica**. Esta fuente de energía renovable, compatible con un modelo de desarrollo sostenible, debe constituir la **columna vertebral** de la política energética de Paraguay. El país debe, por tanto, **maximizar la penetración de la electricidad** en usos finales, no sólo para sustituir la leña y el carbón vegetal, sino también para responder a nuevos requerimientos energéticos.<sup>17</sup>

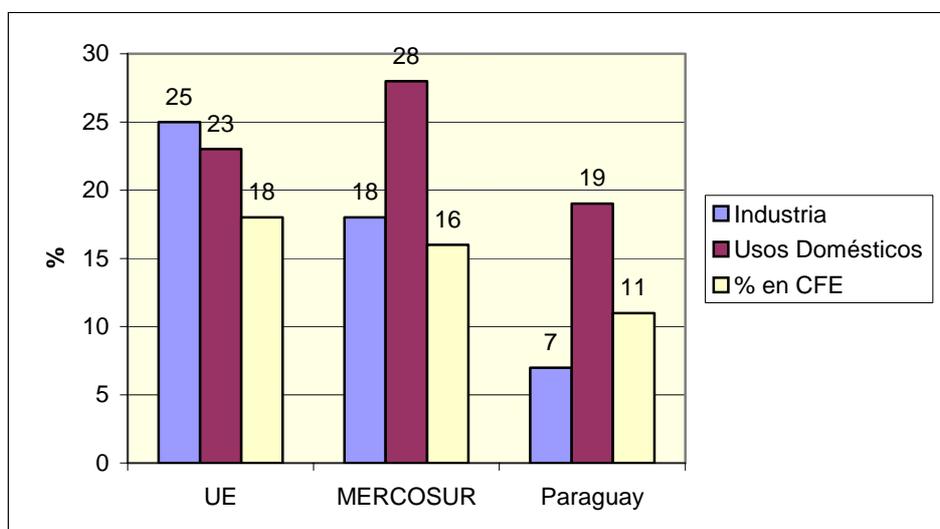
<sup>17</sup> Un caso interesante de maximización de la penetración de la electricidad en consumo final es **Noruega**. Este

**Cuadro 4.- La estructura de la demanda final de energía en la UE, MERCOSUR y Paraguay. 2001 (%)**

	UE	MERCOSUR	PARAGUAY
Carbón	3	3	--
Petróleos	50	50	30
Gas	23	10	--
Electricidad	18	16	11
Otros	6	21	59
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

FUENTE: IEA y elaboración propia.

**Gráfico 6.- La penetración de la electricidad en la industria y en usos domésticos. UE, MERCOSUR y Paraguay**



país, además de contar con una importante producción de hidrocarburos (petróleos y gas) genera en torno a 12 millones de tep de origen hidráulico. Aproximadamente el 14% de esta producción se dirige a la exportación; el resto se consume en Noruega, de tal forma que la electricidad es la energía con mayor participación en el consumo final (casi un 47%). Este porcentaje es aún superior en la industria (53%) y en usos domésticos (77%). Nos encontramos, por tanto, ante un país con una economía altamente "electrificada".

## BALANCE ENERGÉTICO DE PARAGUAY. 1990.

(miles de tep)

	Carbón	Petróleo	P. Petrolíferos	Gas	Nuclear	Hidráulica (1)	Geot.; Solar	Otras renovables (2)	Electricidad	TOTAL
<b>Producción</b>						2.624		2.240		4.864
<b>Import.</b>		312	458						4	774
<b>Export.</b>		--	-1						-2.438	-2.439
<b>Existencias (3)</b>		12	-15						--	-3
<b>CBEP (4)</b>		324	442			2.624		2.240	-2.434	3.196
<b>C. Eléctrica (5)</b>			-2			-2.624		-15	2.624	-17
<b>Refinería</b>		-324	301							-23
<b>Otros (6)</b>		--	--						-20	-20
<b>CFE (7)</b>		--	741					2.225	170	3.136
<b>Industria</b>			47					1.157	54	1.258
<b>Trasporte</b>			629							629
<b>Aire</b>			--							
<b>Carretera</b>			536							536
<b>Otros</b>			93							93
<b>Agricultura</b>			--							
<b>C Y S (8)</b>			--						32	32
<b>U. Domésticos</b>			54					1.068	84	1.206
<b>U. No Energ.</b>			11							11

(1) En 1990, la energía hidráulica incluye la producción de electricidad con biomasa, residuos,...

(2) La distribución del consumo de biomasa se ha estimado en base a la registrada en 1995 por la Agencia Internacional de la Energía.

(3) Variación de existencias: incluye bunkers.

(4) Consumo Bruto de Energía Primaria.

(5) Incluye cogeneración.

(6) Incluye fábricas de gas; coquería/horno alto, regasificación; autoconsumos y pérdidas; diferencias estadísticas.

(7) Consumo Final de Energía.

(8) Comercio y Servicios (públicos y privados).

## BALANCE ENERGÉTICO DE PARAGUAY. 1995.

(miles de tep)

	Carbón	Petróleo	P. Petrolíferos	Gas	Nuclear	Hidráulica (1)	Geot.; Solar	Otras renovables (2)	Electricidad	TOTAL
<b>Producción</b>						3.620		2.407		6.027
<b>Import.</b>		198	933					--		1.131
<b>Export.</b>		--	-19					-2	-3.253	-3.274
<b>Existencias (3)</b>		20	60					--		80
<b>CBEP (4)</b>		218	974			3.620		2.405	-3.253	3.964
<b>C. Eléctrica (5)</b>			-34			-3.620		-16	3.632	-38
<b>Refinería</b>		-218	204							-14
<b>Otros (6)</b>		--	-3					-72	-71	-146
<b>CFE (7)</b>		--	1.141					2.317	308	3.766
<b>Industria</b>			79					1.213	80	1.372
<b>Trasporte</b>			980					18		998
<b>Aire</b>			3							3
<b>Carretera</b>			964					10		974
<b>Otros</b>			13					8		21
<b>Agricultura</b>			--							
<b>C Y S (8)</b>			--					4	40	44
<b>U. Domésticos</b>			69					1.082	188	1.339
<b>U. No Energ.</b>			13							13

(1) En 1990, la energía hidráulica incluye la producción de electricidad con biomasa, residuos,...

(2) La distribución del consumo de biomasa se ha estimado en base a la registrada en 1995 por la Agencia Internacional de la Energía.

(3) Variación de existencias: incluye bunkers.

(4) Consumo Bruto de Energía Primaria.

(5) Incluye cogeneración.

(6) Incluye fábricas de gas; coquería/horno alto, regasificación; autoconsumos y pérdidas; diferencias estadísticas.

(7) Consumo Final de Energía.

(8) Comercio y Servicios (públicos y privados).

## BALANCE ENERGÉTICO DE PARAGUAY. 2001.

(miles de tep)

	Carbón	Petróleo	P. Petrolíferos	Gas	Nuclear	Hidráulica (1)	Geot.; Solar	Otras renovables (2)	Electricidad	TOTAL
<b>Producción</b>						3.897		2.180		6.077
<b>Import.</b>		98	965							1.063
<b>Export.</b>		--							-3.363	-3.363
<b>Existencias (3)</b>		1	-21							-20
<b>CBEP (4)</b>		99	944			3.897		2.180	-3.363	3.757
<b>C. Eléctrica (5)</b>			-6			-3.897		-44	3.901	-46
<b>Refinería</b>		-99	97							-2
<b>Otros (6)</b>		--	16					-46	-152	-182
<b>CFE (7)</b>		--	1.051					2.090	386	3.527
<b>Industria</b>			81					1.056	79	1.216
<b>Trasporte</b>			894					10		904
<b>Aire</b>			7							7
<b>Carretera</b>			875					4		879
<b>Otros</b>			12					6		18
<b>Agricultura</b>										
<b>C Y S (8)</b>								3	57	60
<b>U. Domésticos</b>			69					1.021	250	1.340
<b>U. No Energ.</b>			7							7

(1) En 1990, la energía hidráulica incluye la producción de electricidad con biomasa, residuos,...

(2) La distribución del consumo de biomasa se ha estimado en base a la registrada en 1995 por la Agencia Internacional de la Energía.

(3) Variación de existencias: incluye bunkers.

(4) Consumo Bruto de Energía Primaria.

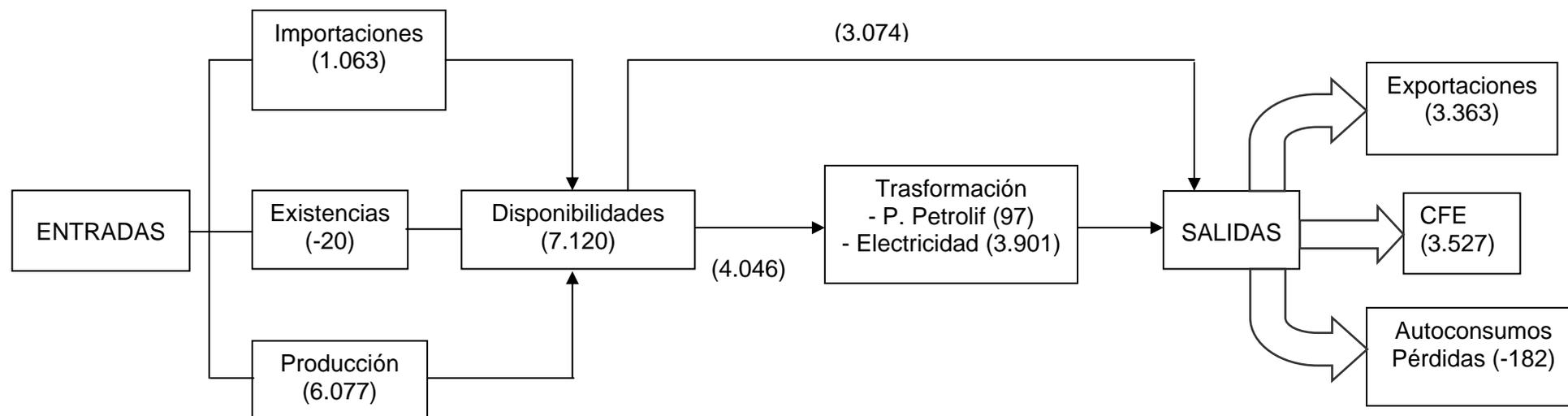
(5) Incluye cogeneración.

(6) Incluye fábricas de gas; coquería/horno alto, regasificación; autoconsumos y pérdidas; diferencias estadísticas.

(7) Consumo Final de Energía.

(8) Comercio y Servicios (públicos y privados).

### VISIÓN SINÓPTICA DEL BALANCE ENERGÉTICO DE PARAGUAY. 2001



NOTAS: Las cifras entre paréntesis se refieren a miles de tep.  
CFE: Consumo Final de Energía.

### III.3. EL BALANCE ENERGÉTICO DE MERCOSUR. EVOLUCIÓN DE GRANDES MAGNITUDES ENERGÉTICAS.

En 2001, la **producción total de energía primaria** de MERCOSUR ascendió a algo más de **236 millones de tep**. En el período 1990-2001, esta magnitud energética creció en más de un 57%. En ella destacan las siguientes características:

- En su distribución por países, **Brasil**, gracias a su producción de biomasa y otras renovables y a la correspondiente a la energía hidráulica, ocupa el primer lugar, seguido por **Argentina** donde sobresalen la producción de hidrocarburos. **Paraguay**, gracias a la energía hidráulica y, en menor medida, a la biomasa, participa en esta magnitud energética de MERCOSUR en un **2,6%**.

**Cuadro 5.- Distribución por países de la producción de energía primaria en MERCOSUR. (%)**

	1990	2001
Argentina	31,5	35,1
Brasil	64,6	61,8
Paraguay	3,0	2,6
Uruguay	0,9	0,5
Total	100,0	100,0

FUENTE: IEA y elaboración propia.

- En la **composición** de la producción de energía primaria destacan el **petróleo** (casi el 47%), la **biomasa** (21%) y el **gas natural** (16%). La hidráulica supuso, en 2001, algo más del 13%, mientras que la energía nuclear (2,4%) y el carbón (0,9%) ocupan un lugar marginal en esta magnitud energética. El **comportamiento** de esta variable durante 1990-2001 pone de relieve el gran avance registrado por la producción de hidrocarburos (petróleo y gas natural), mientras que la biomasa y el carbón observan un crecimiento lento (alrededor del 10% para el carbón y algo más del 7% para la biomasa durante la totalidad del período considerado). En ese mismo período, la producción hidráulica mantuvo un comportamiento firme (casi un 39% de aumento) y la energía nuclear se

multiplicó por algo más de 2.

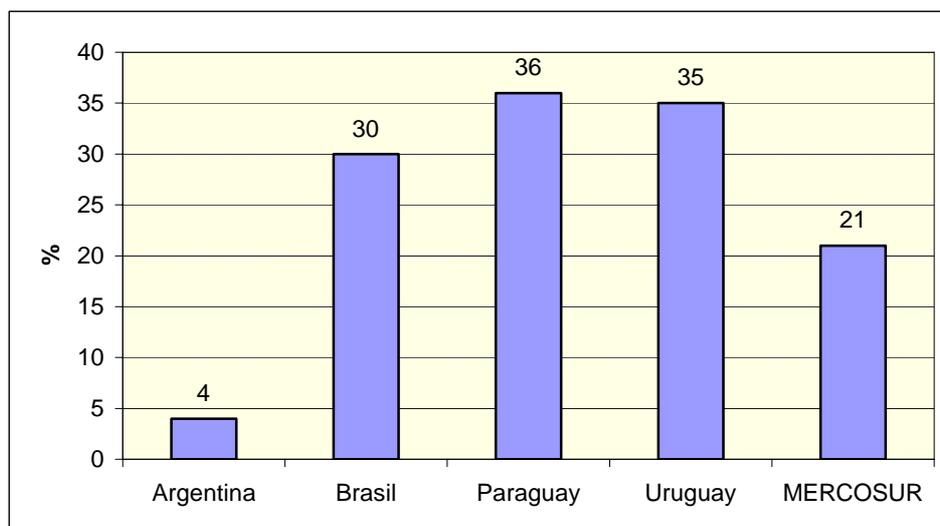
**Cuadro 6.- Composición de la producción de energía primaria en MERCOSUR (millones de tep)**

	1990	%	2001	%	% var 01/90
<b>Carbón</b>	2,04	1,4	2,25	0,9	10,3
<b>Petróleo</b>	58,41	38,9	110,07	0,9	88,4
<b>Gas natural</b>	19,41	12,9	38,23	46,6	97,0
<b>Nuclear</b>	2,48	1,7	5,57	16,2	124,6
<b>Hidráulica</b>	22,28	14,8	30,92	2,4	38,8
<b>Biomasa y otros</b>	45,56	30,3	49,04	13,1	7,6
<b>TOTAL</b>	<b>150,18</b>	<b>100,0</b>	<b>49,04</b>	<b>20,8</b>	<b>57,2</b>

FUENTE: IEA y elaboración propia.

- En la **producción de petróleo**, Brasil participa con un 63%; Argentina produce el 37% restante.
- En **gas natural**, Argentina aporta más del 87% de la Región. El resto de gas natural se produce en Brasil.
- En **energía nuclear**, Brasil y Argentina producen el 100% del MERCOSUR (67% y 33% respectivamente).
- La aportación del **carbón** a la producción de energía primaria del MERCOSUR se localiza, prácticamente en su totalidad, en Brasil (95%). La pequeña parte restante (alrededor de 110.000 tep) se produce en Argentina.
- Todos los países del MERCOSUR recurren a la biomasa (leña y carbón vegetal, principalmente) como fuente autóctona de energía de cierta relevancia, destacando en este sentido Paraguay, Uruguay y Brasil.

**Gráfico 7.- Participación de la biomasa en la producción de energía primaria de los países del MERCOSUR (%)**



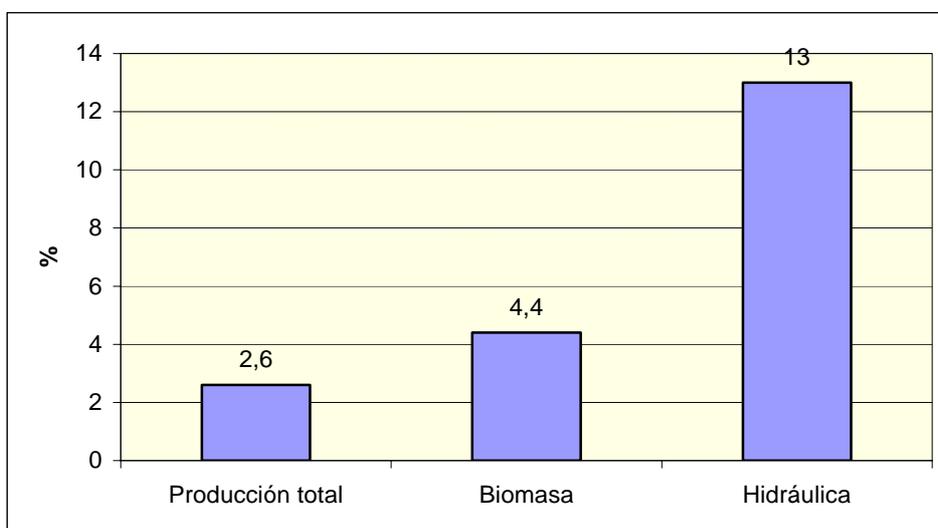
**Cuadro 7.- La producción de energía primaria por países y fuentes energéticas. 2001 (millones de tep)**

	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay	MERCOSUR
<b>Carbón</b>	0,11	2,14	--	--	2,25
<b>Petróleo</b>	41,25	68,82	--	--	110,07
<b>Gas Natural</b>	33,44	4,79	--	--	38,23
<b>Nuclear</b>	1,84	3,72	--	--	5,56
<b>Hidráulica</b>	3,19	23,04	3,90	0,79	30,92
<b>Biomasa y otros</b>	3,02	43,42	2,18	0,42	49,04
<b>TOTAL</b>	82,86	145,93	6,08	1,21	236,08

FUENTE: IEA y elaboración propia.

En definitiva y centrándonos en el papel de Paraguay en la producción de energía primaria, cabe destacar su participación en la **energía hidráulica** (casi el 13%) y en la producción de **biomasa** (4,4%).

**Gráfico 8.- Paraguay en la producción de energía primaria del MERCOSUR. 2001(%)**



- Para el conjunto del MERCOSUR, el **comercio exterior** de energías registra un déficit cercano a los 16 millones de tep, provocado por las importaciones de **carbón** y, en menor medida, por las correspondientes a **petróleo** y **productos petrolíferos**. En el caso del **gas natural**, el comercio exterior registra un **superávit** de algo más de 1 millón de tep.

**Cuadro 8.- El comercio exterior de energía en MERCOSUR 2001 (miles de tep)**

	Importaciones	Exportaciones	Saldo (X-M) (1)
<b>Carbón</b>	11.388	175	-11.213
<b>Petróleo</b>	24.727	20.025	-4.702
<b>P. Petrolíferos</b>	16.210	14.849	-1.361
<b>Gas natural</b>	3.866	5.064	1.198
<b>Electricidad y otras renovables</b>	3.967	4.137	170
<b>TOTAL</b>	<b>60.158</b>	<b>44.250</b>	<b>-15.908</b>

(1) X-M: Exportaciones–Importaciones.

FUENTE: IEA y elaboración propia.

**Argentina** y **Paraguay** son los países del MERCOSUR con **superavit** en su comercio exterior de energía, mientras que **Brasil** y **Uruguay** son importadores netos de energía.

**Argentina** exporta petróleo, productos petrolíferos y gas natural; su saldo de intercambios eléctricos es ligeramente importador. **Paraguay** exporta electricidad a Brasil, e importa de Argentina petróleo y productos petrolíferos. A pesar de la significativa producción de petróleo de **Brasil** (cerca de 70 millones de tep en 2001), este país importa crudo por un valor superior a los 21 millones de tep. Además complementa su producción de productos petrolíferos con cerca de 15 millones de tep de importaciones de estos últimos. En 2001, Brasil era aún un país emergente en su proceso de gasificación; de aquí que sus importaciones de gas natural no llegasen a 5 millones de tep.<sup>18</sup> **Brasil** también registra una elevada dependencia externa en el carbón pues su necesidad de este combustible fósil se cubre, en más de un 80%, con las importaciones. **Uruguay** registra una dependencia externa total del petróleo mientras, que en 2001, obtuvo un saldo eléctrico de signo exportador (107 mil tep).

<sup>18</sup> El plan de expansión del gas previsto en Brasil tanto para usos finales como para la producción de electricidad en central de ciclo combinado, hará crecer rápidamente las necesidades de gas natural en los próximos años. Estos mayores consumos probablemente serán cubiertos en mayor medida por la producción autóctona si se confirman plenamente las posibilidades técnicas y económicas de explotación de las reservas descubiertas recientemente.

**Cuadro 9.- El comercio exterior de energías en MERCOSUR. 2001 (1)**  
(miles de tep)

	<b>Carbón</b>	<b>Petróleo</b>	<b>P.Petrolíferos</b>	<b>Gas Natural</b>	<b>Electricidad</b>
<b>Argentina</b>	-397	13.346	6.841	5.064	-151
<b>Brasil</b>	-10.815	-16.149	-7.114	-3.838	-3.254
<b>Paraguay</b>	-	-98	-965	-	3.363
<b>Uruguay</b>	-1	-1.801	-123	-28	107
<b>MERCOSUR</b>	<b>-11.213</b>	<b>-4.702</b>	<b>-1.361</b>	<b>+1.198</b>	<b>+65</b>

(1) Saldo Exportación–Importación.

FUENTE: IEA y elaboración propia.

## RESERVAS DE ENERGÍAS FÓSILES Y POTENCIAL HIDRÁULICO DE PAÍSES MERCOSUR

### Energías fósiles

- ◆ Las **reservas de carbón** comprobadas en los países de MERCOSUR ascendían a finales de 2002 a algo más de **12 mil millones de toneladas**. Esta cifra significa que, en los niveles actuales de producción, la **duración de dichas reservas** supera ampliamente los **500 años**. Estas reservas se localizan exclusivamente en **Brasil** (el 97% del total correspondiente a MERCOSUR). El 3% restante de reservas de carbón se sitúan en **Argentina** (aproximadamente 424 millones de toneladas).

Hay que destacar que el 54% de las reservas de carbón de América Latina se encuentran en MERCOSUR, principalmente en Brasil (casi el 52%).

- ◆ Las **reservas de petróleo** ascendieron (2002) a 1,5 miles de millones de tep en MERCOSUR. En estas reservas participan **Argentina** (27%) y **Brasil** (73%). Con el nivel actual de **producción la duración de estas reservas** es de aproximadamente **13 años**. Es decir, aproximadamente en 2016 estas reservas se habrán agotado.<sup>19</sup> MERCOSUR concentra menos del 10% de las reservas de petróleo en América Latina.<sup>20</sup>
- ◆ Las **reservas de gas natural** fueron de 0,99 billones de m<sup>3</sup> a finales de 2002 en MERCOSUR, destacando las localizadas en **Argentina** (0,76 billones de m<sup>3</sup>, es decir, el 77% de dichas reservas). Aproximadamente 0,23 billones de m<sup>3</sup> de reservas de gas natural se sitúan en **Brasil**. Con el nivel actual de producción, la duración de estas reservas asciende a casi 22 años. Al igual que ocurre con el petróleo, si no se incorporan nuevas reservas ese plazo de agotamiento puede verse sustancialmente reducido, dado el creciente protagonismo del gas natural en los sistemas energéticos de MERCOSUR, en especial en Brasil.

MERCOSUR localiza algo menos del 14% de las reservas de gas natural de América Latina. Recordemos que, de nuevo, **Venezuela** es el país con mayores reservas de gas: aproximadamente el 57% del total.

<sup>19</sup> Siempre y cuando que las exploraciones/perforaciones que se realicen en los próximos años no incorporen nuevas reservas. Por otra parte, si no se incorporan nuevas reservas y se acelera el ritmo de producción, el horizonte temporal de agotamiento de tales reservas se verá notablemente reducido.

<sup>20</sup> Recordemos que las **reservas de petróleo** de América Latina se concentran básicamente en un país: **Venezuela** (más del 70% de esas reservas).

## Energía hidráulica

- ◆ Según OLADE <sup>21</sup> el **potencial hidráulico** de la Región (MERCOSUR) asciende a algo más de **201 GW**. Este potencial supera en casi 2,5 veces la potencia instalada que, recordemos, ascendía a 81.792 MW. **Brasil** acapara:
  - El 77% de la potencia instalada.
  - El 71% del potencial hidráulico de la Región.
- ◆ **Paraguay** dispone del 9% de la potencia hidráulica instalada en MERCOSUR y cuenta con un potencial cercano a los 12 GW (aproximadamente el 6% del potencial de MERCOSUR).

En MERCOSUR se localiza el 65% de la potencia hidráulica instalada en 2001 y, además, dispone de un potencial hidráulico equivalente al 34% del total de América Latina.

**Cuadro 10.- Reservas de energías fósiles en países MERCOSUR y en América Latina. Finales 2002**

	Carbón (1)	Años (2)	Petróleo (3)	Años (2)	Gas (4)	Años (2)
<b>Argentina</b>	424 (5)	(6)	0,4	10,1	0,76	21,1
<b>Brasil</b>	11.929	(6)	1,1	15,4	0,23	25,3
<b>Paraguay</b>	--	--	--	--	--	--
<b>Uruguay</b>	--	--	--	--	--	--
<b>MERCOSUR</b>	12.353	(6)	1,5	13,2	0,99	21,9
<b>A. LATINA</b>	22.963	400	15,9	30,9	7,33	53,1

(1) Millones de toneladas.

(2) Ratio reservas/producción actual, expresado en años.

(3) Miles de millones de tep.

(4) Billones de m<sup>3</sup>.

(5) Dato recogido de OLADE (2001).

(6) Más de 500 años.

FUENTE: BP; ob.cit.

<sup>21</sup> Sistema de Información Económica Energética (SIEE): **Estadísticas Energéticas**; 2003.

**Cuadro 11.- Energía hidráulica. Potencia instalada en 2001 y potencial hidráulico (MW)**

	<b>1. Potencia</b>	<b>2. Potencial (1)</b>	<b>2/1 x 100</b>
<b>Argentina</b>	9.592	44.500	463,9
<b>Brasil</b>	63.276	143.380	226,6
<b>Paraguay</b>	7.390	11.713	158,5
<b>Uruguay</b>	1.534	1.815	118,3
<b>MERCOSUR</b>	81.792	201.408	246,2
<b>A. LATINA</b>	126.163	590.681	468,2

(1) Colombia, México, Perú y Venezuela son otros países con gran potencial hidráulico.

FUENTE: OLADE (SIEE); 2003.

- El **consumo bruto de energía primaria** de MERCOSUR ascendió, en 2001, a algo más de 249 millones de tep. En esta magnitud energética destacan los petróleos (45,2%) y la biomasa (casi un 20%). El gas natural participó en aproximadamente un 15%, mientras que la electricidad primaria (nuclear + hidráulica ± saldo de intercambios) lo hizo con un 14,6%.

A lo largo de 1990-2001, las necesidades globales de energía primaria de MERCOSUR crecieron en un 36%, gracias, sobre todo, al empuje ejercido por **Brasil** (cifra en % variación de consumo de energía primaria durante 1990-2001).

Argentina	28
Brasil	39
Paraguay	22
Uruguay	20

En la composición del consumo de energía primaria por **países** destaca **Brasil** (el 74% del total en 2001), seguido de Argentina (23%). **Paraguay** participó en esta variable energética con un 1,5%.

**Cuadro 12.- Composición del consumo bruto de energía primaria de MERCOSUR. 2001**

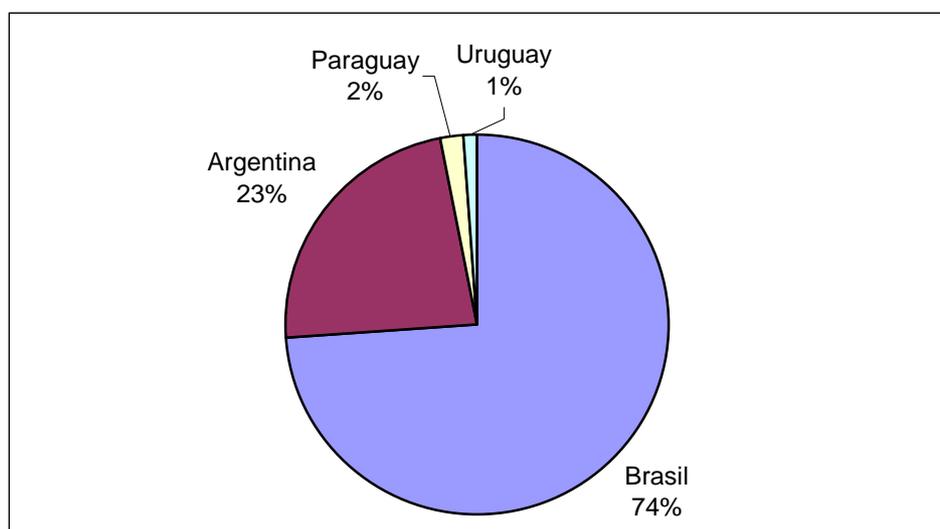
	miles de tep	%
Carbón	13.944	5,6
Petróleos	112.735	45,2
Gas	37.039	14,9
H+N+-SALDO (1)	36.409	14,6
Otras (2)	49.016	19,7
<b>TOTAL</b>	<b>249.143</b>	<b>100,0</b>

(1) Hidráulica + Nuclear ± Saldo intercambios eléctricos.

(2) Geotérmica, solar, biomasa y otras renovables.

FUENTE: IEA y elaboración propia.

**Gráfico 9.- Distribución del consumo bruto de energía primaria de MERCOSUR por países. 2001**



El **gas natural**, con un 74% de incremento durante 1990-2001, ha sido la energía protagonista del balance energético de MERCOSUR, correspondiéndole el “papel contrario” a la **biomasa**. La participación del gas natural en el consumo de energía primaria pasó de un 11,6% en 1990 a un 15% en 2001. La biomasa y otras renovables perdieron peso en esta misma variable: de casi un 25% en 1990 a un 20% en 2001.

- En los procesos de transformación de MERCOSUR intervienen, además de las centrales eléctricas y los sistemas de cogeneración, las refinerías, la transformación del carbón,<sup>22</sup> y las plantas de regasificación. En el balance energético elaborado para MERCOSUR, la cogeneración se incluye en centrales eléctricas, mientras que la transformación del carbón y las plantas de regasificación se incluyen en la línea “otros procesos de transformación” junto con los auto- consumos, las pérdidas de transporte/distribución y el concepto de “ajuste” y “diferencias estadísticas”.

El carbón se utiliza como input para la producción de electricidad, principalmente en Brasil. También se utiliza en coquerías para producir coque. Esta última transformación del carbón se localiza básicamente en Brasil.

#### UTILIZACIÓN DEL CARBÓN EN PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN

- Centrales eléctricas.....3.320 miles de tep
- Coquería.....4.542 miles de tep

El **petróleo** utilizado en **refinerías** ascendió, en 2001, a algo más de 114 millones de tep, de los que el 74% se localizan en las refinerías brasileñas, mientras que el 24% se utilizó en Argentina. El 2% restante del petróleo se refinó en Paraguay y Uruguay.

<sup>22</sup> Transformación del carbón de combustible primario en combustible secundario (coquerías: hulla en coque; fabricación de briquetas a partir de lignito) y de combustible secundario en terciario (coque en gas de horno alto).

Los **productos petrolíferos** utilizados como **input** en la producción de electricidad ascendieron a 4.384 miles de tep, correspondiéndole a las centrales termoeléctricas de Brasil el 92% de este consumo de derivados del petróleo.

La principal utilización del **gas natural** en procesos de transformación se localiza en la producción de electricidad. En 2001, el gas usado en centrales eléctricas de MERCOSUR ascendió a 9.084 miles de tep:<sup>23</sup>

- Argentina	7.445 miles de tep
- Brasil	1.639 miles de tep

Es interesante señalar que, dadas las características de las industrias energéticas (con una elevada presencia de la energía hidráulica), la eficiencia del sector energético de MERCOSUR alcanza el 78%, mientras que este mismo porcentaje fue en la Unión Europea de un 69%.<sup>24</sup>

**Cuadro 13.- Procesos de transformación de energía (millones de tep)**

	<b>1. Entradas</b>	<b>2. Salidas</b>	<b><u>2/1 x 100</u></b>
<b>MERCOSUR</b>	196,58	153,51	78
<b>UE</b>	1.336,18	917,03	69

FUENTE: IEA y elaboración propia.

<sup>23</sup> En Brasil, la utilización del gas natural se encuentra aún en la fase "emergente"; de aquí, que su participación en la producción de electricidad se situase por debajo del 3% (2001); este mismo porcentaje fue en Argentina de un 47%.

<sup>24</sup> **Eficiencia:** Coeficiente Salidas / Entradas; incluyendo en las segundas los autoconsumos y las pérdidas de transporte y distribución.

**Cuadro 14.- La industria del refino en MERCOSUR (10<sup>3</sup> barriles/día)**

	Capacidad Refino	Exportaciones	Importaciones
Argentina	625,0	185,3	8,5
Brasil	1.961,4	186,8	261,4
Paraguay	7,5	--	19,9
Uruguay	37,0	9,3	5,6
MERCOSUR	2.630,5	380,6	295,4
A.LATINA	6.963,4	1.429,9	1.137,0

FUENTE: OLADE (SIEE).

MERCOSUR cuenta con el 38% de la capacidad de refino de América Latina, siendo **Brasil** (por delante de México y Venezuela) el país con mayor capacidad (el 75% de MERCOSUR y el 28% de América Latina).

Gracias a **Argentina**, MERCOSUR registra un superávit en el comercio exterior de derivados del petróleo.

**Venezuela** concentra el 47% de las exportaciones de productos petrolíferos.

## EL SECTOR ELÉCTRICO DE MERCOSUR. 2001

**Cuadro 15.- Capacidad instalada (MW)**

	Hidráulica	Termoeléctrica	Nuclear	Otros (1)	TOTAL
Argentina	9.592,4	16.402,8	1.018,0	25,4	27.038,6
Brasil	63.275,5	10.897,5	1.966,0	--	76.139,0
Paraguay	7.390,0	38,5	--	--	7.428,5
Uruguay	1.534,0	571,0	--	--	2.105,0
MERCOSUR	81.791,9	27.909,8	2.984,0	25,4	112.711,1
A. LATINA	126.163,1	96.250,3	4.349,0	1.333,9	228.096,3

Geotérmica, solar y eólica.

**MERCOSUR** concentra el 49% de la **potencia total instalada** en América Latina, siendo su participación de casi el 65% en **potencia hidráulica instalada** y de un 69% en el caso de la **energía nuclear**. En este último caso, **México** es el otro país de América Latina que utiliza esta energía junto con **Brasil y Argentina**.

MERCOSUR tiene una clara “**especialización**” **hidráulica** de su sistema eléctrico pues supone casi el 73% de la potencia total instalada. Este mismo porcentaje fue en América Latina de un 55%. Por el contrario, en América Latina el peso de las **centrales termoeléctricas** (carbón, petróleo y gas natural) es mucho mayor que el registrado en MERCOSUR: un 42% “VS” un 25%. No obstante, en este último caso hay que resaltar la “desviación” de Argentina de esta “media MERCOSUR”, pues la potencia instalada en centrales termoeléctricas (con utilización principal del gas natural) en este país fue de un 61%.<sup>25</sup> Es decir **Argentina** registra una “**especialización termoeléctrica**” frente a otra **hidráulica** en los otros tres países de MERCOSUR.

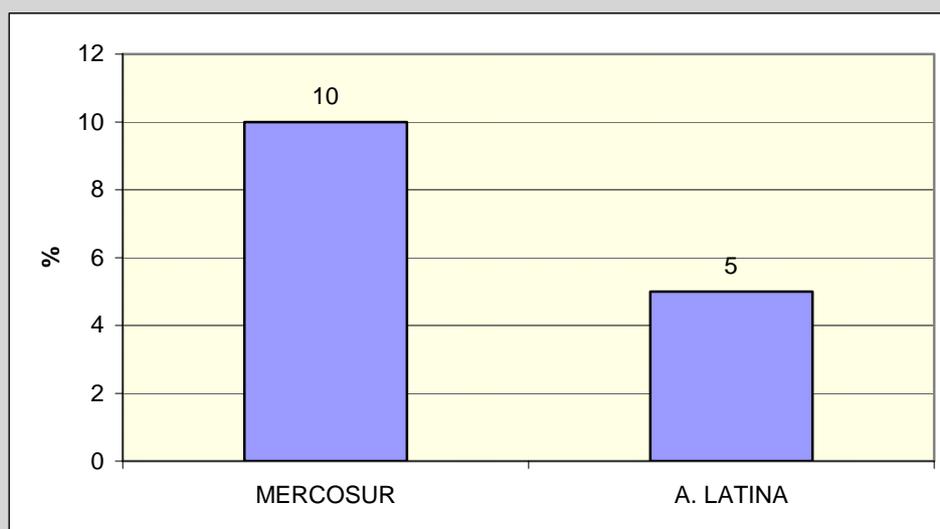
<sup>25</sup> En Argentina, la producción de electricidad a partir de gas natural se sitúa en torno al 50% del total.

**Cuadro 16.- Producción de electricidad (GWh). 2001**

	Hidráulica	Termoeléctrica	Nuclear	Otros	TOTAL
Argentina	40.053	42.213	7.651	90	90.007
Brasil	261.793	51.181	14.268	--	327.242
Paraguay	45.310	1	--	--	45.311
Uruguay	9.194	56	--	--	9.250
MERCOSUR	356.350	93.451	21.919	90	471.810
A. LATINA	548.739	363.301	31.927	6.898	950.865

FUENTE: OLADE (SIEE); 2003.

**Gráfico 10.- Paraguay en la producción de electricidad. 2001 (%)**



- El **consumo final de energía** ascendió, en 2001, a algo más de 206 millones de tep en MERCOSUR. La **distribución por países** de esta magnitud energética fue la siguiente (cifras en %):

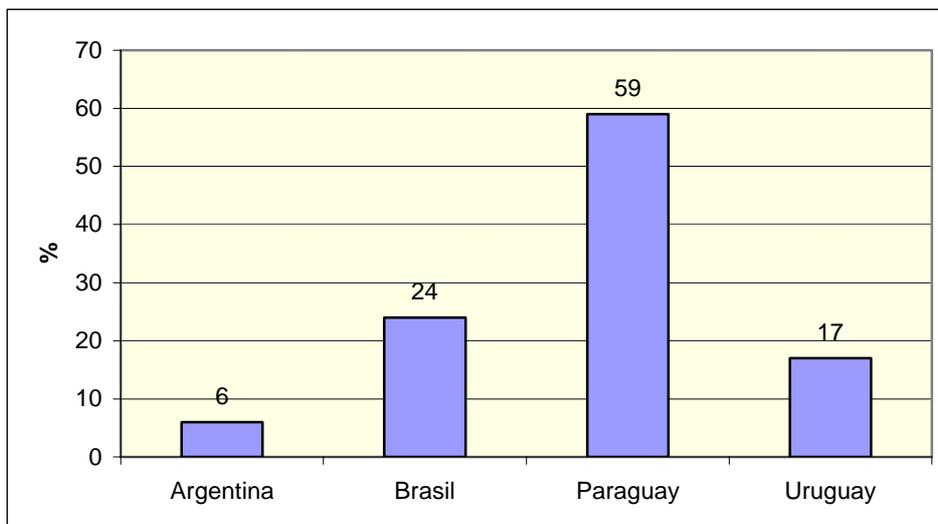
Argentina	21,2
Brasil	75,9
Paraguay	1,7
Uruguay	1,2

Durante el período 1990-2001, la energía final que más ha crecido ha sido el **gas natural**, con un incremento superior al 82%. En ese mismo periodo, la **electricidad** aumentó en un porcentaje cercano al 50%, mientras que el resto de energías “comerciales” (carbón y productos petrolíferos) lo hicieron en un 44%.

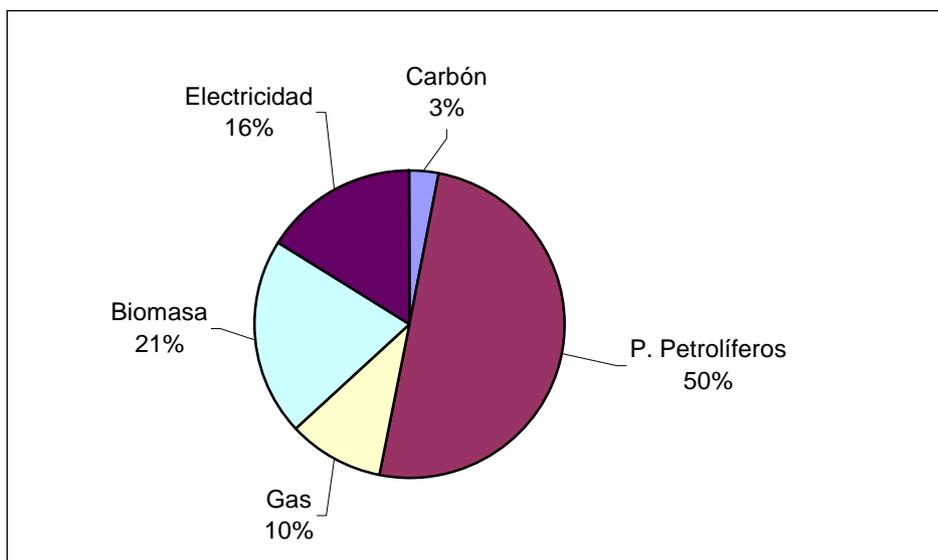
En la **estructura** del consumo final de energía destacan los **productos petrolíferos**, con un porcentaje cercano al 50%.

La **biomasa** (carbón vegetal y leña) es la segunda energía más utilizada en consumo final (casi el 21% del total). **Paraguay** se distingue por su “**especialización**” en **carbón vegetal/leña** para uso final, pues este tipo de energía supone el 59% del consumo final de energía. Este último porcentaje fue de un 6% en Argentina y de un 17% y un 24% en Uruguay y Brasil, respectivamente.

**Gráfico 11.- El papel de la biomasa en consumo final 2001 (% consumo final de energía)**

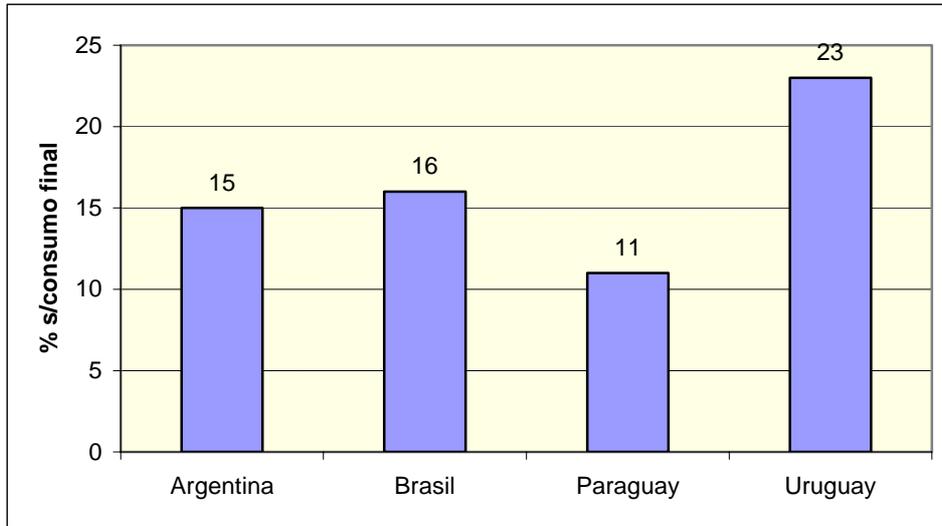


**Gráfico 12.- Estructura del consumo final de energía en MERCOSUR 2001 (%)**



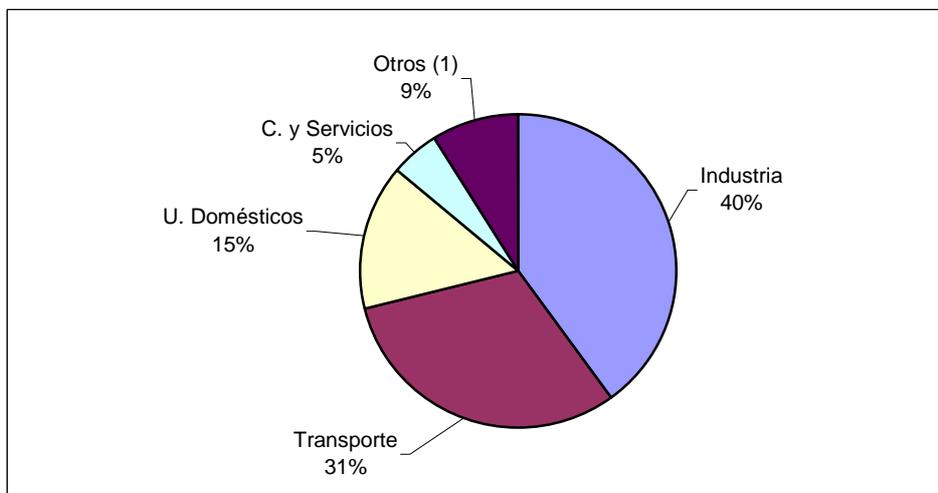
Otro hecho interesante a destacar es la **desigual participación de la electricidad** en usos finales. Mientras que en **Paraguay**, la penetración eléctrica apenas alcanza el 11%, en Uruguay supone casi el 23% y en Argentina y Brasil se sitúa en torno al 16%.

**Gráfico 13.- Penetración eléctrica en el consumo final de países de MERCOSUR 2001. (%) s/consumo final**



- En la **distribución sectorial** del consumo final de energía de MERCOSUR destaca la **industria** como principal consumidor. Esta actividad utiliza algo más del 40% del consumo final de energía. El **transporte**, con un 31%, es el segundo sector más consumidor de energía final (básicamente productos petrolíferos). Finalmente, las **economías domésticas** de MERCOSUR consumen aproximadamente el 15% del consumo final de energía.

**Gráfico 14.- Distribución sectorial del consumo final de energía de MERCOSUR 2001. (%)**



(1) Agricultura y usos no energéticos.

Nivel de desarrollo, estructura económica y otras variables como el **clima** y las disponibilidades energéticas explican las “**asimetrías**” observadas no sólo en la distribución sectorial del consumo final de energía en cada país de MERCOSUR, sino también el **tipo de energía** utilizado. Así por ejemplo, la **debilidad industrial** de **Paraguay**, el bajo nivel de terciarización de su economía y la importante carencia de **infraestructura de transporte** definen a éste país como “**peculiar**” respecto a lo observado en los otros tres países de MERCOSUR. Paraguay es “peculiar” por:

- La distribución sectorial del consumo final de energía donde los hogares son los principales consumidores de energía.<sup>26</sup>
- La baja penetración eléctrica, a pesar de ser un país con amplias disponibilidades de electricidad de origen hidráulico. Paraguay, como es sabido, optó, incluso en la industria, por la **biomasa**, una energía menos compatible que otras, en especial la **electricidad**, cara a conseguir una mayor **eficiencia**, una mayor introducción del **progreso técnico** en procesos de producción, un mayor dinamismo o **desarrollo sostenible**.

**Argentina** ha potenciado el uso del **gas natural**, la energía más utilizada en la **industria** y en el sector **residencial-comercial**; **Brasil** ha hecho lo mismo con la **electricidad** en ambos sectores<sup>27</sup>. Paraguay deberá plantearse la **puesta en**

<sup>26</sup> Si a las “energías hogar” se suman los carburantes utilizados en transporte privado (la utilización de vehículos por las familias), su participación en consumo final probablemente supere ampliamente el 50%.

<sup>27</sup> La electricidad ha penetrado en la industria y en el sector residencial-comercial, en gran medida, gracias a la **sustitución** de biomasa. Brasil ha iniciado el siglo XXI como un país emergente en la utilización **del gas**. Cabe

**valor** de su recurso energético más importante; es decir, la **electricidad de origen hidráulico**. Esta puesta en valor debe ir mucho más allá de un simple ingreso por exportación. Debe convertirse en uno de los inputs más importantes de la **economía** paraguaya que permita poner en funcionamiento **actividades** (agropecuarias, industriales y de servicios) con **alto valor añadido** que aumenten el **dinamismo económico** y lo **consoliden**. A pesar de formar parte de MERCOSUR, depender de un país como Brasil (también de Argentina) para exportar el único recurso energético de Paraguay supone una importante **debilidad** que podría ser “aprovechada” por el poderoso país vecino que, no olvidemos, ha diseñado su **propia política energética**, pues en MERCOSUR aún se está lejos de definir una **política común** para el sector de la energía en línea con lo realizado en la UE. En cualquier caso, una vez **amortizada la deuda de Itaipú**, ambos países (Paraguay y Brasil) se beneficiarán de un **coste** del kWh generado **bajo**. Si para entonces (2024), Paraguay no ha potenciado el uso de la electricidad, los cerca de 100.000 GWh de producción prevista (con la entrada de los dos nuevos grupos) se utilizarán en la economía brasileña. Paraguay “cederá” un recurso energético renovable, limpio y barato a Brasil a cambio de una pequeña cantidad de divisas.

**Cuadro 17.- Distribución sectorial del consumo final de energía de MERCOSUR por países 2001. (%)**

	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay
<b>Industria</b>	34,2	42,7	34,5	18,5
<b>Transporte</b>	30,5	31,5	25,6	33,0
<b>C. y Servicios</b>	7,2	5,0	1,7	8,2
<b>U. Domésticos</b>	20,6	12,9	38,0	29,5
<b>Otros (1)</b>	7,5	7,9	0,2	10,8
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(1) Agricultura y usos no-energéticos.

FUENTE: IEA y elaboración propia.

---

esperar que el proceso de gasificación continúe no solo para dar respuesta a **nuevos requerimientos energéticos**, sino también para **sustituir** la biomasa y, en menor medida, ciertos productos petrolíferos (fueloil; gasóleo;...)

**Cuadro 18.- Estructura de la demanda energética de la industria en los países de MERCOSUR 2001. (%)**

	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay
<b>Carbón</b>	2,0	8,5	--	--
<b>Petróleos</b>	19,8	31,6	6,6	40,0
<b>Gas</b>	43,5	6,9	--	6,0
<b>Electricidad</b>	19,6	17,9	6,6	30,0
<b>Otros (1)</b>	15,1	35,1	86,8	24,0
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(1) Principalmente biomasa (carbón vegetal y leña).

FUENTE: IEA y elaboración propia.

**Cuadro 19.- Estructura de la demanda energética de las familias en los países de MERCOSUR 2001. (%)**

	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay
<b>Petróleos</b>	12,6	31,7	5,1	21,6
<b>Gas</b>	62,5	0,7	--	0,8
<b>Electricidad</b>	20,9	31,3	18,7	35,0
<b>Otros (1)</b>	4,0	36,3	76,2	42,6
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

(1) Biomasa (carbón vegetal y leña).

FUENTE: IEA y elaboración propia.

## BALANCE ENERGÉTICO DE MERCOSUR – 2001

(miles de tep)

	Carbón	Petróleo	P.Petrolif.	Gas	Nuclear	Hidraul.	Geot.+ Solar	Otras Ren.	Electricidad	TOTAL
<b>Producción</b>	2.251	110.074		38.237	5.561	30.913	8	49.039	--	236.083
<b>Import.</b>	11.388	24.727	16.210	3.866	--	--	--	63	3.904	60.158
<b>Export.</b>	-175	-20.025	-14.849	-5.064	--	--	--	-168	-3.969	-44.250
<b>Existencia (1)</b>	480	449	-3.851	--	--	--	--	74		-2.848
<b>CBEP (2)</b>	13.944	115.225	-2.490	37.039	5.561	30.913	8	49.008	-65	249.143
<b>C. Eléctricas (3)</b>	-3.320	--	-4.384	-9.084	-5.561	-30.913	-8	-2.202	40.650	-14.822
<b>Refinerías</b>	--	-114.287	112.859	--				--	--	-1.428
<b>Otros proc. transf. (4)</b>	-4.542	-484	-4.002	-6.582				-3.748	-7.466	-26.824
<b>CFE (5)</b>	6.082	454	101.983	21.373	--	--		43.058	33.119	206.069
<b>Industria</b>	5.977	454	23.830	11.135				26.856	15.090	83.342
<b>Transporte</b>	--	--	55.836	2.884				5.337	151	64.208
<b>Aire</b>			5.491	--				--	--	5.491
<b>Carretera</b>			48.810	2.024				5.331	--	56.165
<b>Otros</b>			1.535	860				6	151	2.552
<b>Agricultura</b>	--	--	7.544	--				1.698	1.142	10.384
<b>C y S (6)</b>	--	--	1.539	1.578				147	8.009	11.273
<b>U. Domésticos</b>	--	--	7.778	5.776				9.020	8.727	31.301
<b>U. No Energéticos</b>	105	--	5.456	--	--	--	--	--	--	5.561

(1) Incluye bunkers; (2) Consumo Bruto de Energía Primaria; (3) Incluye cogeneración; (4) Incluye fábricas de gas; coquerías; regasificación; autoconsumos; pérdidas; transfer. y diferencias estadísticas; (5) Consumo Final de Energía; (6) Comercio y Servicios.

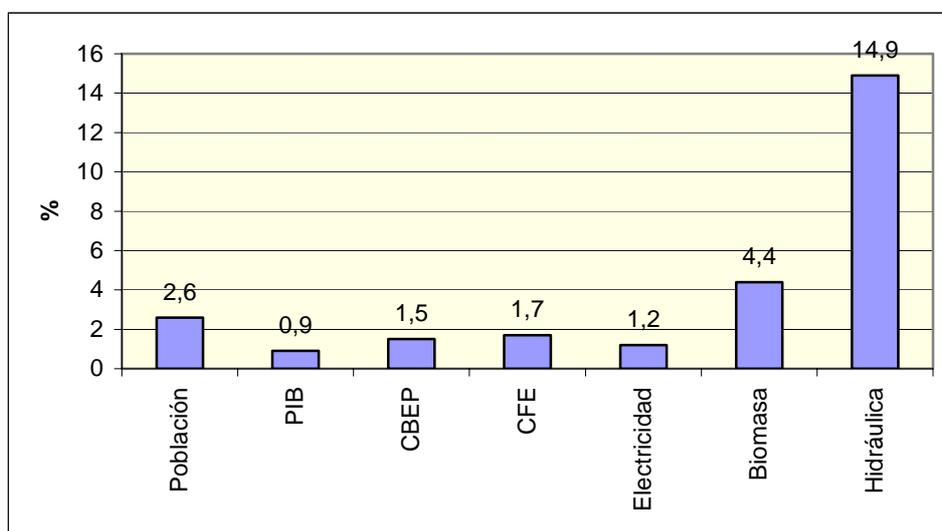
FUENTE: IEA y elaboración propia.

### III.4. PRINCIPALES INDICADORES ENERGÉTICOS DE MERCOSUR

Tanto en **términos económicos** como en **términos energéticos**, Paraguay apenas supera el 1% de MERCOSUR:

- La economía participa con un 0,9% en el PIB regional.
- La participación de Paraguay en las grandes magnitudes energéticas es inferior al 2% (1,5% en el consumo bruto de energía primaria; 1,7% en el consumo final de energía y algo más de un 1% en los casos de la electricidad y de los productos petrolíferos).
- Paraguay sólo supera el 2% de participación en la Región en los casos de la **población** (2,6%) y del consumo de **biomasa** (4,4%).
- Un hecho que diferencia a Paraguay del resto de socios de MERCOSUR es su elevada **especialización hidráulica** que se traduce en una participación en el total Regional de casi un 15%.

**Gráfico 15.- La participación de Paraguay en principales magnitudes económicas y energéticas de MERCOSUR 2001 (%)**

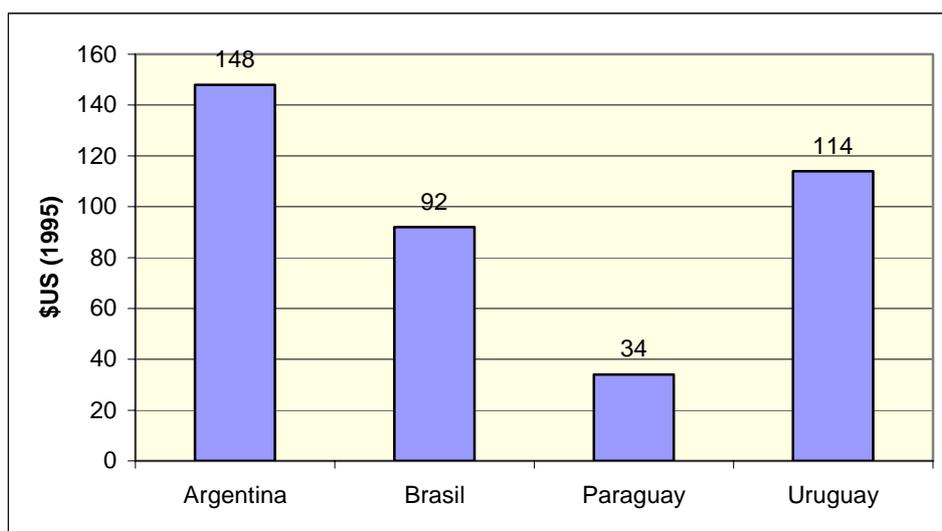


El análisis de los principales **indicadores** económicos y energéticos de los países de MERCOSUR pone de manifiesto una gran **asimetría** entre Paraguay y el resto de socios de la Región. En efecto, los resultados obtenidos para este país se alejan notablemente de los resultados medios registrados para

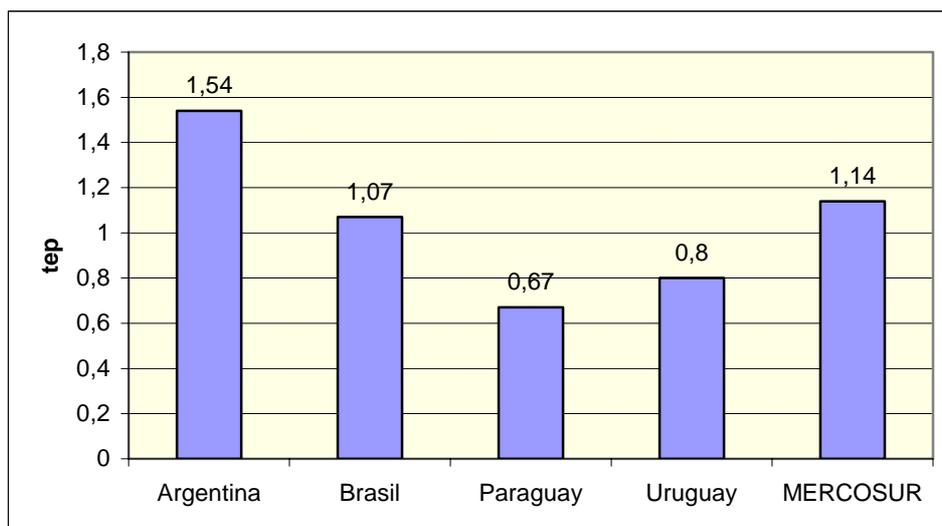
MERCOSUR.

- El PIB per capita de Paraguay es, con mucho, el más bajo de los obtenidos en la Región: apenas representa el 34% del calculado en esta última. En 2001, dicha renta per capita fue de 1.714 dólares USA de 1995, frente a casi 7.500 dólares en Argentina y algo más de 4.600 dólares en Brasil.

**Gráfico 16.- PIB per capita en países de MERCOSUR 2001 (dólares USA de 1995; MERCOSUR = 100)**



- El consumo de energía primaria per capita también fue en Paraguay el más pequeño de los observados en el resto de países: 0,67 tep/habitante “VS” 1,14 tep/habitante en el conjunto de MERCOSUR. De nuevo Argentina es el país con mayor consumo de energía por habitante.

**Gráfico 17.- Consumo de energía primaria por habitante en países de MERCOSUR 2001 (tep)**

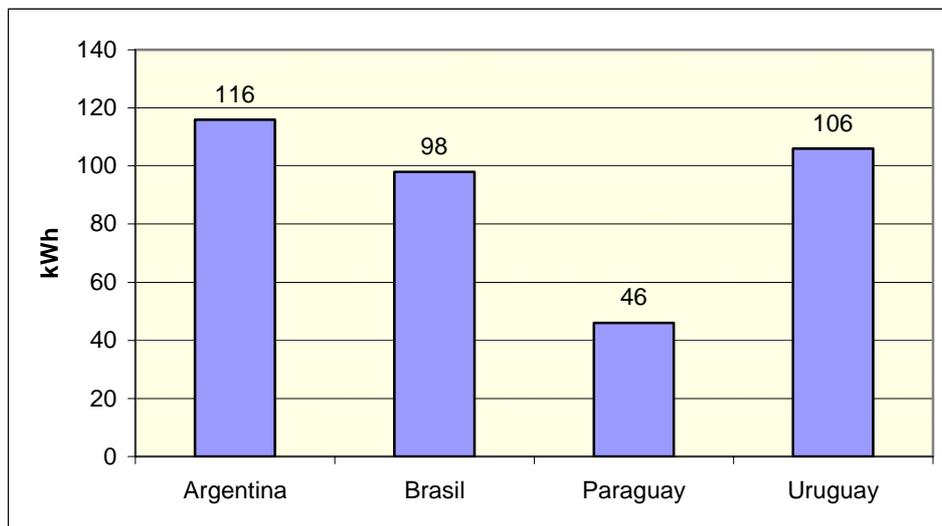
- Al contrario de lo ocurrido con los otros indicadores analizados, la **intensidad energética del PIB** (consumo bruto de energía primaria por unidad de PIB)<sup>28</sup> correspondiente a **Paraguay** es la **más alta** de MERCOSUR. Este resultado es consecuencia no sólo del tipo de “energetización” del país, sino también de un **uso ineficiente de la energía, principalmente en actividades industriales intensivas en carbón vegetal y leña y generadoras de poco valor añadido**. La **baja penetración de la electricidad** en procesos de producción industrial es una prueba no sólo del **carácter obsoleto** de esas industrias (y, por tanto, con baja productividad global y energética), sino también de un **mal uso** de las energías en consumo final, al contrario de lo ocurrido en los otros países de MERCOSUR donde el **mix energético es más amplio** (carbón, hidrocarburos, electricidad y biomasa) y, por lo tanto, con la **participación de energías más eficientes** en usos finales como la **electricidad y el gas**. Como ya hemos hecho notar, en Paraguay, a pesar de ser un país bien dotado en **recursos hidráulicos**, la **electricidad ha participado poco** en los **procesos de industrialización**.
- Otro indicador que pone de manifiesto el **retraso energético** (y económico) de **Paraguay** respecto a sus socios de MERCOSUR es el **consumo de electricidad per capita**.<sup>29</sup> Este indicador fue de 841 kWh en 2001; es decir, el 46% del registrado en MERCOSUR donde Argentina superó los 2.000 kWh. La baja penetración eléctrica en la **industria** de Paraguay explica ese resultado. En concreto y para el mismo año 2001, el

<sup>28</sup> Es decir, tep por miles de dólares USA de 1995.

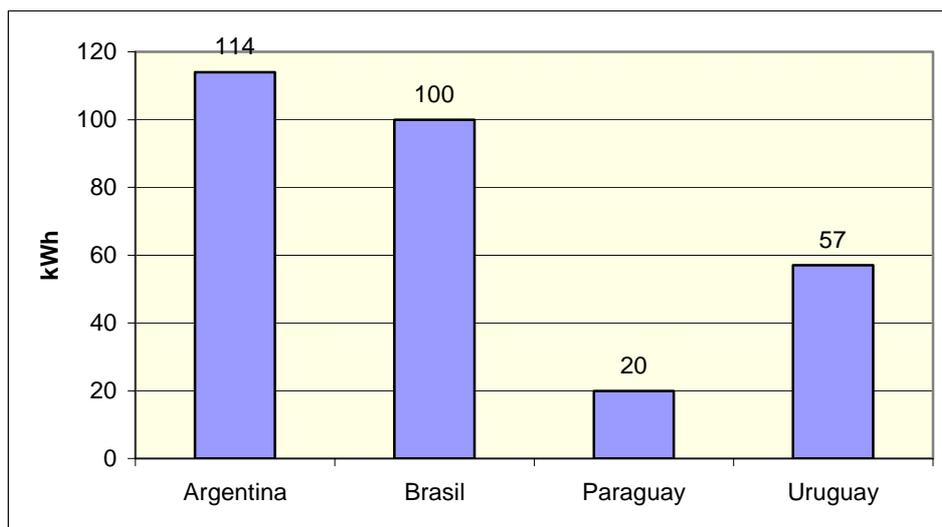
<sup>29</sup> Recordemos que existe una estrecha relación entre este indicador y nivel de desarrollo económico.

**consumo industrial de electricidad per capita** fue en Paraguay de aproximadamente 164 kWh, lo que supuso el **20% del registrado en MERCOSUR**.

**Gráfico 18.- Consumo de electricidad per capita en países de MERCOSUR 2001. (kWh; MERCOSUR = 100)**



**Gráfico 19.- Consumo industrial de electricidad per capita en países de MERCOSUR 2001. (kWh; MERCOSUR = 100)**



– Al contrario de lo que ocurre con la electricidad, la **biomasa** es una energía utilizada intensivamente en la **economía paraguaya**, en particular en la

**industria** y en los **hogares**. Prueba de esto es que la **intensidad del PIB en biomasa** fue en 2001 de **0,23 tep** por miles de dólares USA de 1995. En el resto de países este valor fue de:

Argentina	0,01
Brasil	0,05
Uruguay	0,02
MERCOSUR	0,04

Es decir, la intensidad en biomasa de la economía paraguaya supera en casi **6 veces** la registrada en MERCOSUR.

**Cuadro 20.- Principales indicadores energéticos de países de MERCOSUR. 2001**

	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay	MERCOSUR
<b>PIB/capita (1)</b>	7.467	4.633	1.714	5.794	5.062
<b>CBEP/capita (2)</b>	1,54	1,07	0,67	0,80	1,14
<b>CBEP/PIB (3)</b>	0,21	0,23	0,39	0,14	0,22
<b>C.Electricidad/capita (4)</b>	2.126	1.794	841	1.940	1.828
<b>Biomasa/PIB (5)</b>	0,01	0,05	0,23	0,02	0,04

(1) Dólares USA de 1995.

(2) Consumo Bruto de Energía Primaria por habitante (tep).

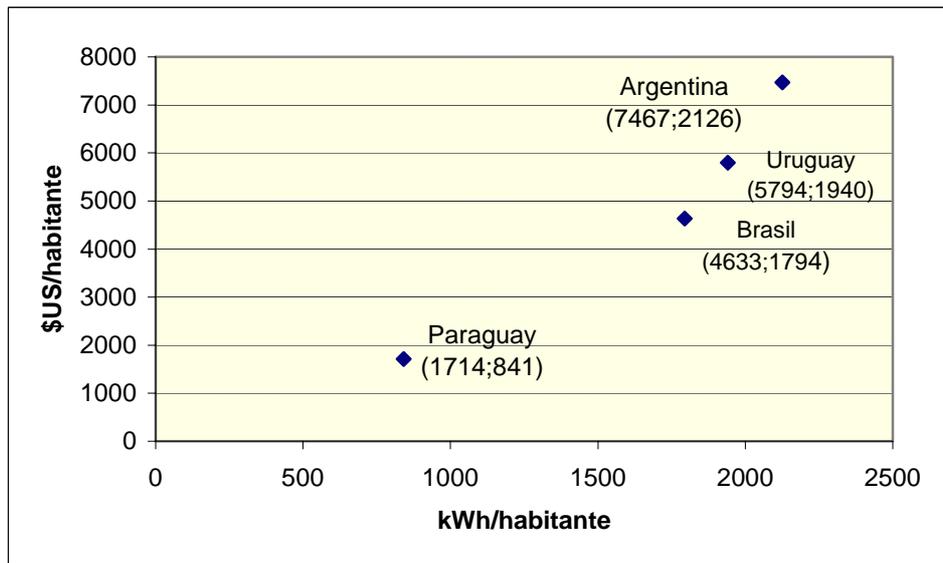
(3) Intensidad energética del PIB: tep por miles de dólares USA de 1995.

(4) kWh por habitante.

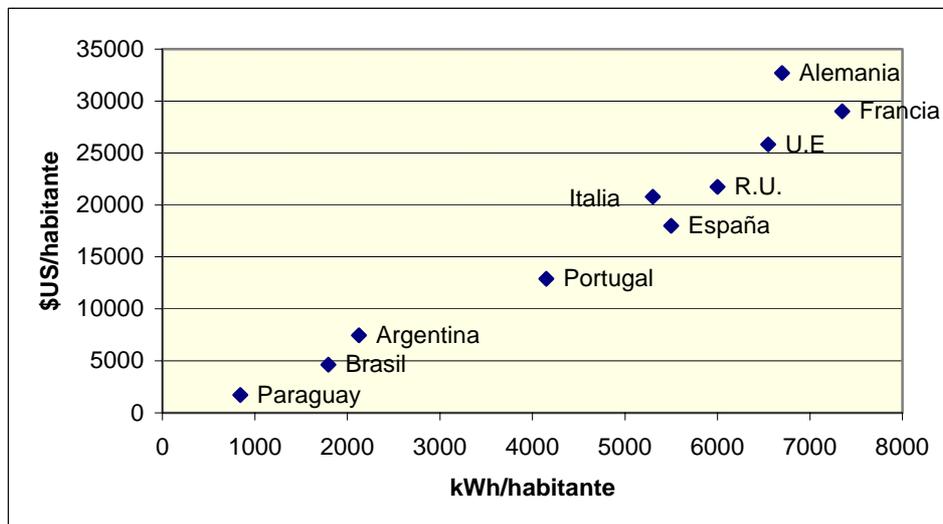
(5) tep de biomasa por miles de dólares USA de 1995.

FUENTE: IEA y elaboración propia.

**Gráfico 20.- Relación entre PIB/capita y consumo de electricidad/capita. 2001**



**Gráfico 21.- PIB per capita y consumo de electricidad per capita en principales países de la UE y de MERCOSUR. 2001**



### III.5. CRECIMIENTO ECONÓMICO Y CONSUMO DE ENERGÍA EN PARAGUAY

Durante el período 1992-2001, el consumo final de energía de Paraguay aumentó en 380 mil tep, es decir, esta magnitud energética creció en algo más de un 12% en esos 9 años. En el mismo período, el PIB, en guaraníes constantes de 1982, aumentó en un 19,6%. La elasticidad del consumo de energía respecto al PIB registró un valor inferior a la unidad.

$$\frac{\% \text{ variación CFE}}{\% \text{ variación PIB}} = \frac{12,1}{19,6} = 0,62$$

El resultado anterior significa que, en el periodo considerado, la economía paraguaya ha disminuido sus necesidades en energía. En otras palabras, la intensidad en energía final del PIB disminuyó pasando de 3,26 tep/ M guaraníes constantes de 1982 en 1992 a 3,05 tep en 2001. Hay que advertir, sin embargo, que en la evolución de este indicador se distinguen dos fases: 92-95 y 95-2001. En la primera fase la intensidad en energía final del PIB creció algo más de un 6%, mientras que en la última parte de la década de los noventa este indicador retrocedió en algo más de un 12%.

INTENSIDAD EN ENERGÍA FINAL DEL PIB	
	% variación
92-95	6,4
95-01	-12,1

La explicación principal de la caída de la intensidad en energía final de la economía se debe al comportamiento de la industria y, dentro de esta, al correspondiente a ciertas actividades intensivas en energía. Es decir, nos encontramos ante un **efecto estructura** que unido al **efecto actividad**, explican el retroceso del consumo final de energía y más en concreto la caída de su utilización por unidad de PIB.

- El efecto estructura se explica por la pérdida de peso de la industria en el PIB y, sobre todo, por la pérdida de peso de actividades industriales intensivas en energía.
- El débil comportamiento de la economía (efecto actividad) explica, a su vez, una parte importante del estancamiento o caída del consumo final de energía.
- Un ejemplo del efecto estructura es la pérdida de importancia de la industria en el PIB total y, dentro de la industria, el importante retroceso de actividades intensivas en energía como las industrias básicas del hierro y el acero y los productos minerales no metálicos (cemento, productos de la construcción, vidrio, cerámica, etc.)

La caída del peso de la industria en el PIB	
1992	15,6%
2001	14,1%
La caída del peso de actividades industriales intensivas en energía <sup>30</sup>	
1992	5,2%
2001	3,8%

En la evolución de la intensidad energética del PIB hay que destacar el notable avance de la intensidad en electricidad del PIB gracias, sobre todo, a su penetración en los hogares paraguayos. Recordemos que en el período 1990-2001, el consumo de electricidad para usos domésticos prácticamente se triplicó. En ese mismo período el consumo industrial de electricidad apenas superó el 46%.

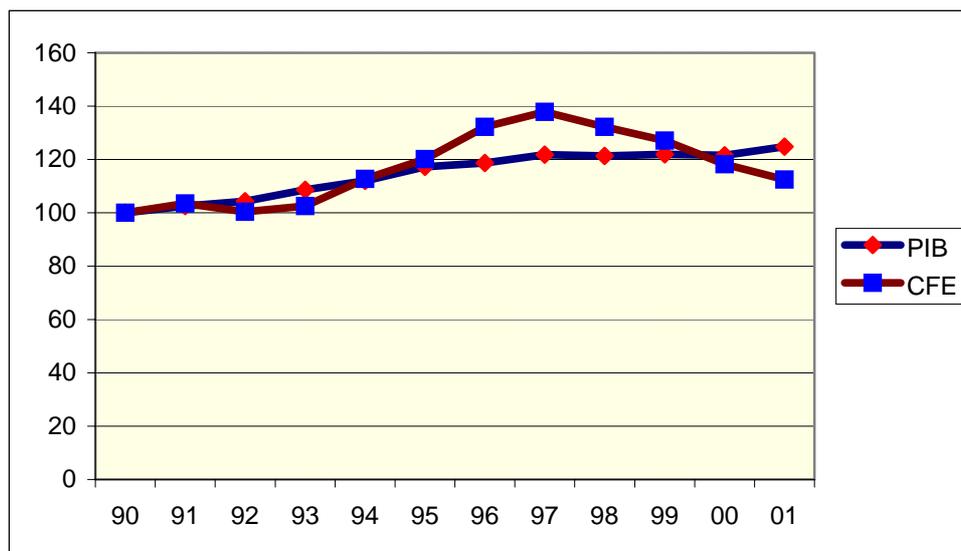
<sup>30</sup> Peso de industrias básicas del hierro y el acero y de productos minerales no metálicos (incluido vidrio y fabricación de objetos de barro, loza y porcelana) en el VAB de la industria.

Otro hecho a destacar es la caída del consumo final de biomasa por unidad de PIB en algo más de un 25%. La utilización de esta energía está siendo sometida a un proceso de sustitución significativa, en especial en usos domésticos, por la electricidad. Este proceso de sustitución interenergética (de una energía por otra más eficiente) también ayuda a explicar la caída de la intensidad energética del PIB.

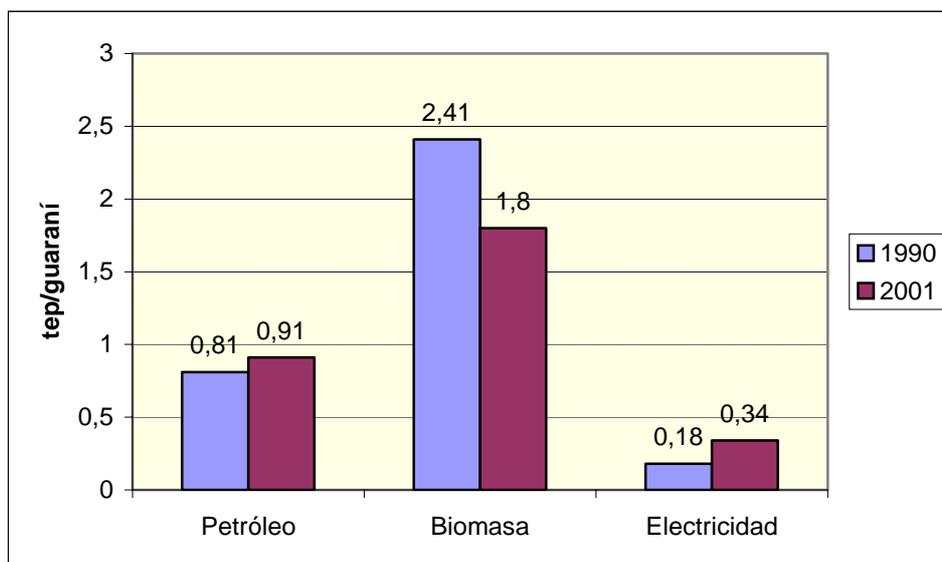
<b>VARIACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS FINALES. 1990-2001</b>		
(miles de tep)		
	<u>Industria</u>	<u>U. Domésticos</u>
Biomasa	-101	-47
P. Petrolíferos	34	15
Electricidad	25	166

FUENTE: IEA y elaboración propia.

**Gráfico 22.- Evolución el PIB y del consumo final de energía (CFE)**



**Gráfico 23.- Evolución de la intensidad en energías finales del PIB (tep/guaraníes constantes de 1982)**



**Cuadro 21.- Evolución de la intensidad energética del PIB**

	CBEP/PIB (1)	CFE/PIB (2)
1990	3,45	3,39
1992	3,36	3,26
1995	3,65	3,47
2001	3,25	3,05

(1)Consumo Bruto de Energía Primaria por unidad de PIB; expresado en tep por millón de guaraníes constantes de 1982.

(2)Consumo Final de Energía por unidad de PIB; expresado en tep por millón de guaraníes constantes de 1982.

FUENTE: BCP, IEA y elaboración propia.

## CAPÍTULO IV. EL SECTOR ELÉCTRICO

### ÍNDICE

<b>IV.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>IV.2. EL BALANCE ELÉCTRICO .....</b>	<b>5</b>
<b>IV.3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL .....</b>	<b>10</b>
IV.3.1. GENERACIÓN.....	10
IV.3.1.1. Las centrales binacionales.....	10
IV.3.1.2. Las centrales paraguayas.....	10
IV.3.1.3. Potencia instalada.....	11
IV.3.1.4. Producción .....	13
IV.3.2. TRANSPORTE .....	15
IV.3.2.1. Distribución geográfica.....	16
IV.3.2.2. Líneas de transmisión .....	17
IV.3.2.3. Líneas de interconexión internacional .....	19
IV.3.2.4. Subestaciones.....	20
IV.3.3. DISTRIBUCIÓN .....	24
IV.3.3.1. Evolución de las infraestructuras .....	24
IV.3.3.2. Clientes conectados.....	25
IV.3.3.3. Sistema de Autogestión .....	26
IV.3.4. DEMANDA.....	27
IV.3.4.1. Demanda Interna. Introducción.....	29
IV.3.4.2. Demanda interna. Evolución de la demanda de energía.....	29
IV.3.4.3. Demanda Interna. Evolución de la demanda de potencia .....	31
IV.3.4.4. Demanda Interna. Curva de carga.....	34
IV.3.4.5. Demanda Externa. Evolución de la demanda de energía .....	35

IV.3.4.6. Demanda Externa. Evolución de la demanda de potencia.....	37
IV.3.4.7. Pérdidas .....	38
IV.3.5. COMERCIALIZACIÓN.....	40
IV.3.5.1. Clientes facturados .....	41
IV.3.5.2. Energía facturada.....	42
IV.3.5.3. Morosidad.....	43
IV.3.5.4. Cobertura Nacional .....	44
IV.3.5.5. Consumo de energía eléctrica .....	45
<b>IV.4. TARIFAS .....</b>	<b>47</b>
IV.4.1. EVOLUCIÓN.....	47
IV.4.2. LOS NIVELES DE PRECIOS ELÉCTRICOS EN MERCOSUR Y PAÍSES ASOCIADOS.....	50
<b>IV.5. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS DE LA ANDE .....</b>	<b>52</b>
IV.5.1. INTRODUCCIÓN.....	52
IV.5.2. PRINCIPALES ASPECTOS ECONÓMICO – FINANCIEROS DE LA ANDE .....	52
IV.5.3. PRINCIPALES RAZONES EXPLICATIVAS DE LOS RESULTADOS ECONÓMICOS FINANCIEROS OBSERVADOS POR LA ANDE.....	55
<b>IV.6. PRINCIPALES ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIEROS DE ITAIPÚ BINACIONAL .....</b>	<b>63</b>
IV.6.1. EL BALANCE DE ITAIPÚ BINACIONAL.....	63
IV.6.2. LOS RESULTADOS DE ITAIPÚ BINACIONAL .....	64
IV.6.3. EL ENDEUDAMIENTO DE ITAIPÚ BINACIONAL .....	67
IV.6.4. COSTE DEL SERVICIO Y PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD.....	68
<b>IV.7. PRINCIPALES ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS DE ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ .....</b>	<b>72</b>
IV.7.1. LOS PRINCIPALES DATOS DEL ACTIVO Y DEL PASIVO.....	72
IV.7.2. LA CUENTA DE RESULTADOS .....	74
IV.7.3. LAS VENTAS DE ENERGÍA Y EL ENDEUDAMIENTO.....	74

## IV.1. INTRODUCCIÓN

La Administración Nacional de Paraguay (ANDE) constituye la Compañía Eléctrica de la República del Paraguay abarcando los cuatro campos en los que se puede dividir el sector eléctrico: Generación, Transporte, Distribución y Comercialización. En el primero, comparte este papel con las entidades binacionales de Itaipú y Yacyretá, siendo además copropietario de ambas. En el caso del Transporte, es la única entidad que realiza esta actividad. En cuanto a la Distribución y Comercialización, salvo casos excepcionales, aparece también como único actor que desarrolla esta labor.

Por tanto, para estudiar el sector eléctrico de Paraguay se debe profundizar en el estudio de la ANDE y las Entidades Binacionales de Yacyretá e Itaipú.

El 12 de agosto de 1964, la Honorable Cámara de Representantes sanciona la Ley N° 966, por medio de la cual se crea la **Administración Nacional de Electricidad (ANDE)** con el objeto, tal y como establece su Carta Orgánica, de “satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país para contribuir a su desarrollo y al bienestar de la población, buscando la excelencia en la administración de los recursos y en la prestación de servicios”.

El 26 de Abril de 1973, la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil firmaron el **Tratado de Itaipú** “para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná, pertenecientes en condominio a los dos países, desde e inclusive el Salto del Guaira o Salto Grande de Sete Quedas hasta la boca del Río Yguazú”.

Para la realización del aprovechamiento hidroeléctrico objeto del Tratado se constituyó la entidad binacional denominada Itaipú con fecha 17 de Mayo de 1974.

El 5 de Mayo de 1984 entró en operación el primer grupo de Itaipú. El resto, hasta completar los 18 que actualmente operan fueron incorporándose al ritmo de dos o tres por año finalizando con el último 4 de Abril de 1991.

El 3 de diciembre de 1973 en Paraguay, se firma el **Tratado de Yacyretá**, por el cual tanto Paraguay como Argentina se comprometen a emprender en común la obra destinada al aprovechamiento hidroeléctrico del río Paraná a la altura de la isla Yacyretá; al mejoramiento de su navegabilidad en la zona y la regulación de su caudal en caso necesario, para disminuir los efectos de las inundaciones en los momentos de crecidas extraordinarias.

Con tal fin deciden crear en condiciones igualitarias para ambas partes un Ente Binacional llamado Yacyretá.

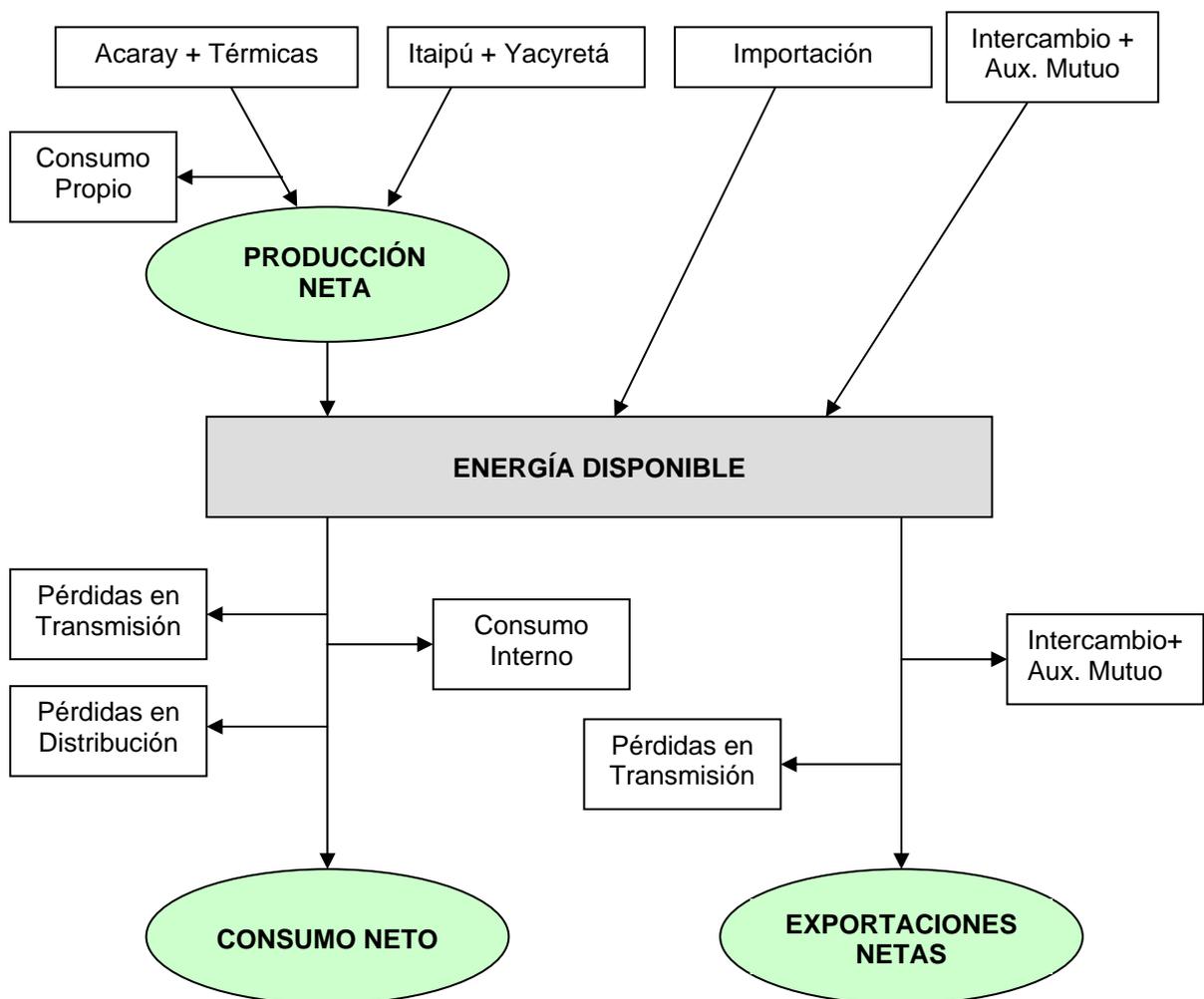
El 2 de septiembre de 1994 se pone en funcionamiento la primera turbina y comienza así la generación de energía. A fecha de hoy y con los 20 grupos operando queda pendiente la finalización de las obras complementarias que permitan elevar el embalse a su cota final.

## IV.2. EL BALANCE ELÉCTRICO

El balance eléctrico pone de manifiesto el flujo de energía eléctrica desde su producción hasta su consumo.

Se ha utilizado para su elaboración los datos anuales suministrados por la ANDE en sus memorias anuales así como la información procedente de las Entidades Binacionales de Itaipú y Yacyretá. El estudio se extiende dentro del periodo 2000 – 2003.

La metodología empleada está basada en la que propone la ANDE en sus memorias anuales y la que utiliza la Agencia Internacional de la Energía. Se expone a continuación en el siguiente diagrama explicativo:



En el siguiente cuadro se muestra las cifras en MWh para los años indicados.

**Cuadro 1.- Balance eléctrico de Paraguay 2000, 2001, 2002, 2003**

	2000		2001		2002		2003	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
<b>PRODUCCIÓN</b>								
Itaipú (1)	46.713.799	86,8%	39.653.539	85,5%	41.457.000	85,1%	44.575.500	86,2%
Yacyretá (1)	5.945.178	11,1%	5.753.747	12,4%	6.167.619	12,7%	6.065.937	11,7%
ANDE (Acaray + Térmicas)	1.045.478	1,9%	948.605	2,0%	1.076.894	2,2%	1.017.918	2,0%
<b>TOTAL PRODUCCIÓN BRUTA</b>	<b>53.704.455</b>	<b>99,8%</b>	<b>46.355.891</b>	<b>100,0%</b>	<b>48.701.513</b>	<b>100,0%</b>	<b>51.659.355</b>	<b>99,9%</b>
Consumo Propio (2)	-1.637	0,0%	-1.613	0,0%	-2.073	0,0%	-2.579	0,0%
<b>TOTAL PRODUCCIÓN NETA</b>	<b>53.702.818</b>	<b>99,8%</b>	<b>46.354.278</b>	<b>100,0%</b>	<b>48.699.440</b>	<b>100,0%</b>	<b>51.656.777</b>	<b>99,9%</b>
<b>IMPORTACIÓN</b>								
Energía importada ANDE	0	0,0%	11	0,0%	17	0,0%	12	0,0%
Intercambio + Aux.Mutuo	98.110	0,2%	0	0,0%	0	0,0%	39.319	0,1%
<b>TOTAL IMPORTACIÓN NETA</b>	<b>98.110</b>	<b>0,2%</b>	<b>11</b>	<b>0,0%</b>	<b>17</b>	<b>0,0%</b>	<b>39.331</b>	<b>0,1%</b>
<b>TOTAL ENERGÍA DIPONIBLE NETA</b>	<b>53.800.928</b>	<b>100,0%</b>	<b>46.354.289</b>	<b>100,0%</b>	<b>48.699.457</b>	<b>100,0%</b>	<b>51.696.108</b>	<b>100,0%</b>
<b>EXPORTACIÓN</b>								
Energía exportada ANDE	692.393	1,3%	658.959	1,4%	722.899	1,5%	636.661	1,2%
Cesión de Energía (1)	47.203.590	87,7%	39.757.694	85,8%	41.828.450	85,9%	44.838.830	86,7%
Intercambio + Aux.Mutuo	98.110	0,2%	0	0,0%	0	0,0%	39.319	0,1%
<b>TOTAL EXPORTACIÓN BRUTA</b>	<b>47.994.093</b>	<b>89,2%</b>	<b>40.416.653</b>	<b>87,2%</b>	<b>42.551.349</b>	<b>87,4%</b>	<b>45.514.809</b>	<b>88,0%</b>
Pérdidas en Transmisión (3)	-71.003	-0,1%	-19.527	0,0%	-49.345	-0,1%	-15.894	0,0%
<b>TOTAL EXPORTACIÓN NETA</b>	<b>47.923.090</b>	<b>89,1%</b>	<b>40.397.126</b>	<b>87,1%</b>	<b>42.502.004</b>	<b>87,3%</b>	<b>45.498.916</b>	<b>88,0%</b>
<b>DEMANDA INTERNA</b>								
Itaipú + Yacyretá (1)	5.455.387	10,1%	5.649.592	12,2%	5.796.169	11,9%	5.802.607	11,2%
ANDE (Acaray + Térmicas)	1.045.478	1,9%	948.605	2,0%	1.076.894	2,2%	1.017.918	2,0%
Energía importada ANDE	0	0,0%	11	0,0%	17	0,0%	12	0,0%
Energía exportada ANDE	-692.393	-1,3%	-658.959	-1,4%	-722.899	-1,5%	-636.661	-1,2%
<b>TOTAL DEMANDA INTERNA BRUTA</b>	<b>5.808.472</b>	<b>10,8%</b>	<b>5.939.249</b>	<b>12,8%</b>	<b>6.150.181</b>	<b>12,6%</b>	<b>6.183.877</b>	<b>12,0%</b>
Consumo Propio (2)	-1.637	0,0%	-1.613	0,0%	-2.073	0,0%	-2.579	0,0%
<b>TOTAL DEMANDA INTERNA NETA</b>	<b>5.806.835</b>	<b>10,8%</b>	<b>5.937.636</b>	<b>12,8%</b>	<b>6.148.108</b>	<b>12,6%</b>	<b>6.181.299</b>	<b>12,0%</b>
Consumo Interno	-3.145	0,0%	-3.282	0,0%	-3.044	0,0%	-3.046	0,0%
Pérdidas en Transmisión	-468.612	-0,9%	-345.457	-0,7%	-513.108	-1,1%	-453.856	-0,9%
Pérdidas en Distribución	-888.495	-1,7%	-1.089.643	-2,4%	-1.231.207	-2,5%	-1.413.009	-2,7%
<b>TOTAL CONSUMO NACIONAL</b>	<b>4.446.583</b>	<b>8,3%</b>	<b>4.499.254</b>	<b>9,7%</b>	<b>4.400.749</b>	<b>9,0%</b>	<b>4.311.388</b>	<b>8,3%</b>
Residencial	2.025.445	3,8%	2.019.211	4,4%	1.931.245	4,0%	1.787.699	3,5%
Comercial	848.079	1,6%	887.166	1,9%	869.788	1,8%	813.516	1,6%
Industrial	877.866	1,6%	916.765	2,0%	924.957	1,9%	1.051.141	2,0%
General	436.578	0,8%	405.627	0,9%	401.211	0,8%	381.532	0,7%
Gubernamental	141.306	0,3%	146.789	0,3%	146.896	0,3%	148.429	0,3%
Alumbrado público	117.309	0,2%	123.696	0,3%	126.652	0,3%	129.070	0,2%

(1) Energía neta descontados autoconsumos.

(2) Autoconsumo correspondiente a las centrales nacionales (Acaray + Térmicas).

(3) Pérdidas en transmisión correspondiente a la energía exportada.

FUENTE: ANDE, Itaipú, Yacyretá, VMME.

Atendiendo a los valores expuestos en el balance, cabe destacar lo siguiente:

En cuanto a la **energía disponible neta**, que viene dada por la suma de las producciones, restados los consumos propios asociados a la generación, y las importaciones, destacan dos hechos:

- El primero es la gran **producción** existente con tan solo 3 fuentes de generación: Itaipú, Yacyretá y la ANDE (en su mayoría Acaray) de origen hidroeléctrico habiéndose alcanzado los 53.703, 46.354, 48.699 y 44.576 GWh para los años 2000, 2001, 2002 y 2003 respectivamente. La primera, Itaipú, ha supuesto en torno a un 86% del total. A un 12% contribuye la aportación de Yacyretá siendo el 2% restante la producida por la ANDE.
- El segundo hecho significativo es la carencia de **importación** que ha sido prácticamente nula.

En cuanto a la **exportación**, dada la baja **demanda** paraguaya, tiene una gran importancia constituyendo entre un 87,2% en 2001 y un 89,2% en 2000 de la energía disponible neta total que correspondieron a 40.397 GWh y 47.923 GWh respectivamente.

- Se distingue la **cesión directa de energía** a través de las entidades binacionales, que supone en torno a un 98,4% sobre la energía bruta exportada.
- El resto de exportación, salvo la pequeña parte de energía en concepto de intercambio y auxilio mutuo, proviene de la **ANDE**.

**Cuadro 2.- Energía eléctrica exportada 2000, 2001, 2002, 2003**

EXPORTACIÓN	2000		2001		2002		2003	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Energía exportada ANDE	692.393	1,4%	658.959	1,6%	722.899	1,7%	636.661	1,4%
Cesión de Energía (1)	47.203.590	98,4%	39.757.694	98,4%	41.828.450	98,3%	44.838.830	98,5%
Intercambio + Aux.Mutuo	98.110	0,2%	0	0,0%	0	0,0%	39.319	0,1%
<b>TOTAL EXPORTACIÓN BRUTA</b>	<b>47.994.093</b>	<b>100,0%</b>	<b>40.416.653</b>	<b>100,0%</b>	<b>42.551.349</b>	<b>100,0%</b>	<b>45.514.809</b>	<b>100,0%</b>
Pérdidas en Transmisión (2)	-71.003	-0,1%	-19.527	0,0%	-49.345	-0,1%	-15.894	0,0%
<b>TOTAL EXPORTACIÓN NETA</b>	<b>47.923.090</b>	<b>99,9%</b>	<b>40.397.126</b>	<b>100,0%</b>	<b>42.502.004</b>	<b>99,9%</b>	<b>45.498.916</b>	<b>100,0%</b>

(1) Energía neta descontados autoconsumos.

(2) Pérdidas en transmisión correspondiente a la energía exportada.

En cuanto a la **demanda bruta de energía** de Paraguay, se debe indicar que ha crecido en el periodo 2000-2003 un 6,5%. Este crecimiento ha sido soportado con una mayor compra de electricidad de las entidades binacionales. Se pone de manifiesto lo siguiente:

- El **consumo final** mayoritario proviene del sector residencial, entre un 41,5% y un 45,6%. Los sectores comercial e industrial consumen en torno a un 20% cada uno. Este último presenta una tendencia al alza en detrimento del residencial.

**Cuadro 3.- Consumo eléctrico de Paraguay 2000, 2001, 2002, 2003**

	2000		2001		2002		2003	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
<b>TOTAL CONSUMO NACIONAL</b>	<b>4.446.583</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.499.254</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.400.749</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.311.388</b>	<b>100,0%</b>
Residencial	2.025.445	45,6%	2.019.211	44,9%	1.931.245	43,9%	1.787.699	41,5%
Comercial	848.079	19,1%	887.166	19,7%	869.788	19,8%	813.516	18,9%
Industrial	877.866	19,7%	916.765	20,4%	924.957	21,0%	1.051.141	24,4%
General	436.578	9,8%	405.627	9,0%	401.211	9,1%	381.532	8,8%
Gubernamental	141.306	3,2%	146.789	3,3%	146.896	3,3%	148.429	3,4%
Alumbrado público	117.309	2,6%	123.696	2,7%	126.652	2,9%	129.070	3,0%

- Existe una gran cantidad de **pérdidas** tanto en transmisión como en distribución. Éstas, unidas a los autoconsumos intermedios, han ido creciendo en el periodo estudiado, desde un 23,4% hasta un 30,8% del total de la demanda bruta de energía de Paraguay. Por otro lado y pese a haber crecido la demanda de energía bruta, el consumo final de energía ha incluso disminuido en un 3,0%. Se puede concluir por tanto, que el crecimiento de la demanda bruta de energía se ha empleado en compensar el aumento de pérdidas ocasionadas en transporte y sobre todo en distribución habiéndose producido incluso un descenso en el consumo final de energía.

**Cuadro 4.- Demanda eléctrica interna 2000, 2001, 2002, 2003**

DEMANDA INTERNA	2000		2001		2002		2003	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Itaipú + Yacretá (1)	5.455.387	93,9%	5.649.592	95,1%	5.796.169	94,2%	5.802.607	93,8%
ANDE (Acaray + Térmicas)	1.045.478	18,0%	948.605	16,0%	1.076.894	17,5%	1.017.918	16,5%
Energía importada ANDE	0	0,0%	11	0,0%	17	0,0%	12	0,0%
Energía exportada ANDE	-692.393	-11,9%	-658.959	-11,1%	-722.899	-11,8%	-636.661	-10,3%
<b>TOTAL DEMANDA INTERNA BRUTA</b>	<b>5.808.472</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.939.249</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.150.181</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.183.877</b>	<b>100,0%</b>
Consumo Propio (2)	-1.637	0,0%	-1.613	0,0%	-2.073	0,0%	-2.579	0,0%
<b>TOTAL DEMANDA INTERNA NETA</b>	<b>5.806.835</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.937.636</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.148.108</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.181.299</b>	<b>100,0%</b>
Consumo Interno	-3.145	-0,1%	-3.282	-0,1%	-3.044	0,0%	-3.046	0,0%
Pérdidas en Transmisión	-468.612	-8,1%	-345.457	-5,8%	-513.108	-8,3%	-453.856	-7,3%
Pérdidas en Distribución	-888.495	-15,3%	-1.089.643	-18,3%	-1.231.207	-20,0%	-1.413.009	-22,9%
<b>TOTAL CONSUMO NACIONAL</b>	<b>4.446.583</b>	<b>76,6%</b>	<b>4.499.254</b>	<b>75,8%</b>	<b>4.400.749</b>	<b>71,6%</b>	<b>4.311.388</b>	<b>69,7%</b>
Residencial	2.025.445	34,9%	2.019.211	34,0%	1.931.245	31,4%	1.787.699	28,9%
Comercial	848.079	14,6%	887.166	14,9%	869.788	14,1%	813.516	13,2%
Industrial	877.866	15,1%	916.765	15,4%	924.957	15,0%	1.051.141	17,0%
General	436.578	7,5%	405.627	6,8%	401.211	6,5%	381.532	6,2%
Gubernamental	141.306	2,4%	146.789	2,5%	146.896	2,4%	148.429	2,4%
Alumbrado público	117.309	2,0%	123.696	2,1%	126.652	2,1%	129.070	2,1%

(1) Energía neta descontados autoconsumos.

(2) Autoconsumo correspondiente a las centrales nacionales (Acaray + Térmicas).

## **IV.3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL**

### **IV.3.1. GENERACIÓN**

La generación eléctrica de Paraguay es casi exclusivamente de origen hidráulico siendo la ANDE la empresa encargada de realizar esta labor en el país. Posee tres centrales hidroeléctricas, Itaipú, Yacyretá y Acaray. Las dos primeras son binacionales, compartidas cada una al 50% con Eletrobrás (Brasil) y el Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República Argentina respectivamente. Dada su importancia y carácter independiente ambas se han desarrollado en Anexo aparte. La tercera, Acaray, es exclusivamente propiedad de la ANDE.

Además de las centrales hidroeléctricas, la ANDE genera electricidad a través de grupos térmicos situados en Pedro Juan Caballero, Bahía Negra y Nueva Mestre.

#### **IV.3.1.1. Las centrales binacionales**

La C.H. Itaipú se encuentra ubicada en el subsistema Este, en la ciudad de Hernandarias sobre el río Paraná, a 5 km de la C.H. Acaray. Está compartida entre Paraguay y Brasil al 50%. Posee 18 grupos de 700 MW cada uno sumando una potencia total de 12.800 MW. La producción media en los últimos 5 años (1999-2003) ha sido de 86.960 GWh.

La C.H. Yacyretá se encuentra en el Subsistema Sur, en la isla que lleva su nombre, próxima a la ciudad de Ayolas y sobre el río Paraná. Está compartida entre Paraguay y Argentina al 50%. Posee 20 unidades de 154 MW cada una aunque en la actualidad solamente pueden funcionar a 90 MW al no haber alcanzado el embalse la cota definitiva proyectada. De esta forma, la potencia total instalada es de 1.800 MW (a cota 76 m) siendo la de diseño de 3.080 MW (a cota final de 83 m). La producción media de los últimos 5 años (1999-2003) es de 11.929 GWh.

#### **IV.3.1.2. Las centrales paraguayas**

La central hidroeléctrica de Acaray se encuentra ubicada en el Subsistema Este, en Ciudad del Este, sobre el río Acaray en su desembocadura con el Paraná. Posee dos grupos de 56 MVA y otros dos de 60 MVA suma una

potencia total en MW de 210. Su producción media en el periodo de 5 años entre 1998 y 2002 fue de 1.049 GWh por año.

La C.T. a diesel de Pedro Juan Caballero se encuentra localizada en el Subsistema Norte, en la Subestación de la ciudad de la que toma su nombre. Consta de 7 grupos sumando una potencia instalada total de 5,8 MW.

Además, se encuentran otros grupos térmicos, 20 kW en Nueva Mestre y 280 kW en Bahía Negra.

#### IV.3.1.3. Potencia instalada

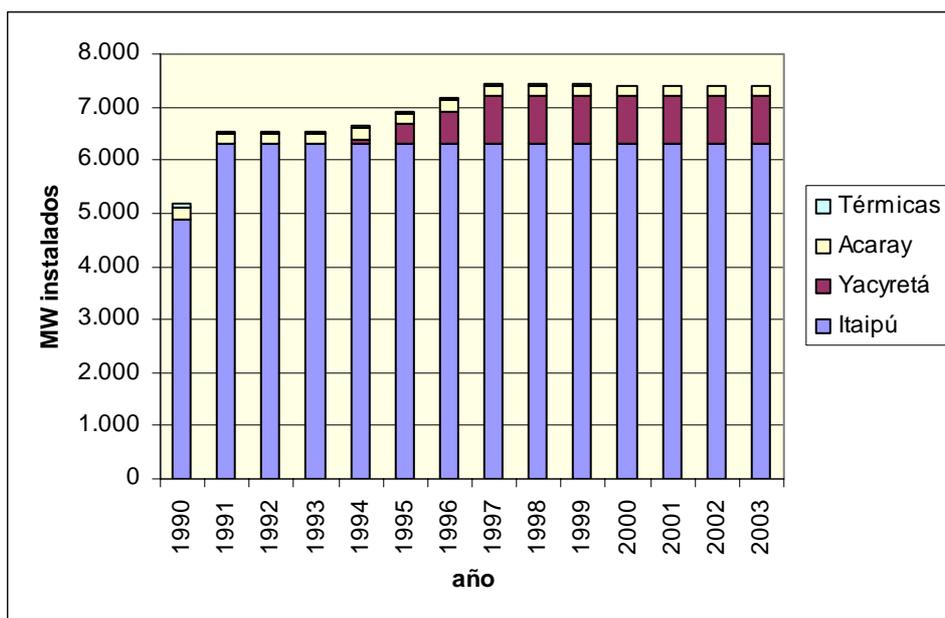
La potencia instalada en Paraguay para generación eléctrica ha evolucionado entre los años 1990 y 2003, tal y como se muestra a continuación.

**Cuadro 5.- Potencia eléctrica instalada 1990 - 2003**

ELECTRICIDAD (MW instalados)					
Año	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Térmicas	total
1990	4.900,0		210,0	68,0	5.178,0
1991	6.300,0		210,0	39,0	6.549,0
1992	6.300,0		210,0	39,0	6.549,0
1993	6.300,0		210,0	37,6	6.547,6
1994	6.300,0	95,0	210,0	37,5	6.642,5
1995	6.300,0	380,0	210,0	38,5	6.928,5
1996	6.300,0	617,5	210,0	38,5	7.166,0
1997	6.300,0	900,0	210,0	38,5	7.448,5
1998	6.300,0	900,0	210,0	38,5	7.448,5
1999	6.300,0	900,0	210,0	38,5	7.448,5
2000	6.300,0	900,0	210,0	6,1	7.416,1
2001	6.300,0	900,0	210,0	6,1	7.416,1
2002	6.300,0	900,0	210,0	6,1	7.416,1
2003	6.300,0	900,0	210,0	6,1	7.416,1

FUENTE: VMME y ANDE.

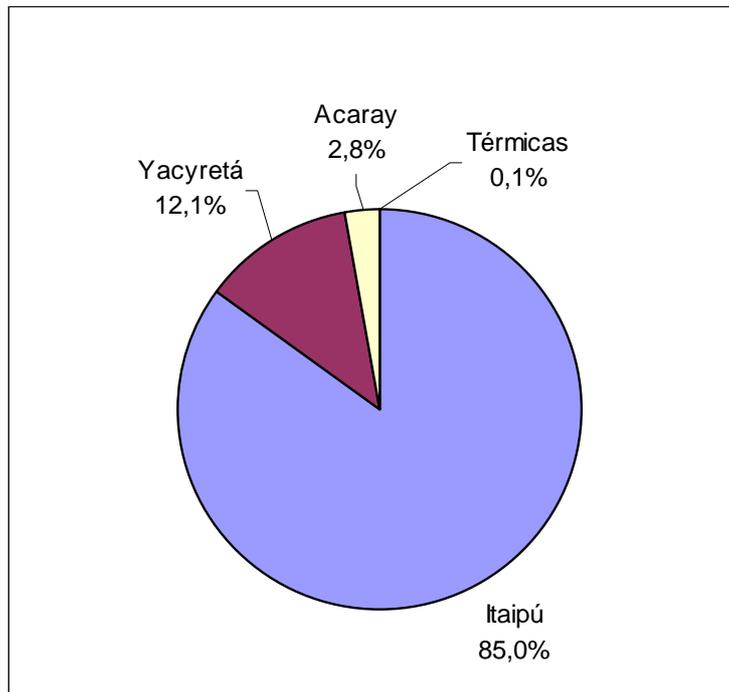
**Gráfico 1.- Potencia eléctrica instalada 1990 - 2003**



La potencia instalada creció hasta el año 1997, con la finalización de Itaipú y el arranque de Yacyretá. Posteriormente disminuyó ligeramente con la desaparición de algún grupo térmico (San Carlos de 0,08 MW, La Patria de 0,28 MW, Mcal. Estigarribia, de 1,36 MW y Sajonia de 33,7 MW) hasta los 7.416 MW totales de 2003.

De esta forma, la potencia instalada de origen hidroeléctrico en el 2003 constituyó el 99,9% del total de Paraguay, correspondiendo un 85% a Itaipú, un 12,1% a Yacyretá y por último un 2,8% a Acaray. La generación de origen térmico supone únicamente el restante 0,1%. En el siguiente diagrama se muestra la composición de la generación por potencia instalada descrita.

**Gráfico 2.- Potencia eléctrica instalada en Paraguay en 2003 (%)**



#### **IV.3.1.4. Producción**

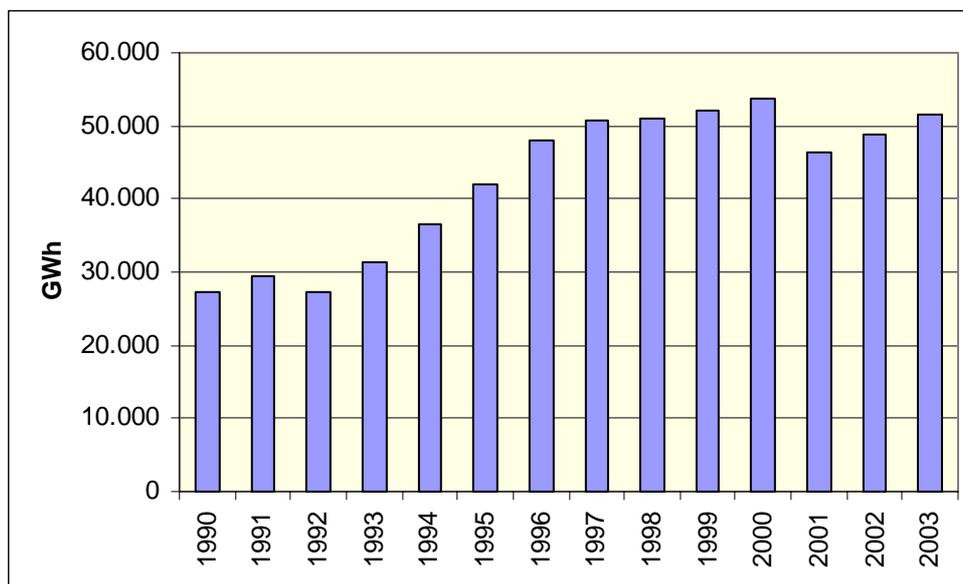
Tal y como se muestra en el siguiente cuadro, la **producción eléctrica** en Paraguay ha registrado una tendencia creciente entre los años 1990-1997, motivada por el incremento en la potencia instalada y la optimización en la explotación de Itaipú. Las variaciones posteriores hasta el 2003 son producto de las fluctuaciones de origen hidrológico.

**Cuadro 6.- Producción eléctrica 1990 – 2003 (GWh)**

año	PRODUCCIÓN
1990	27.185
1991	29.328
1992	27.141
1993	31.449
1994	36.415
1995	42.125
1996	48.081
1997	50.663
1998	50.881
1999	51.970
2000	53.521
2001	45.358
2002	48.203
2003	51.641

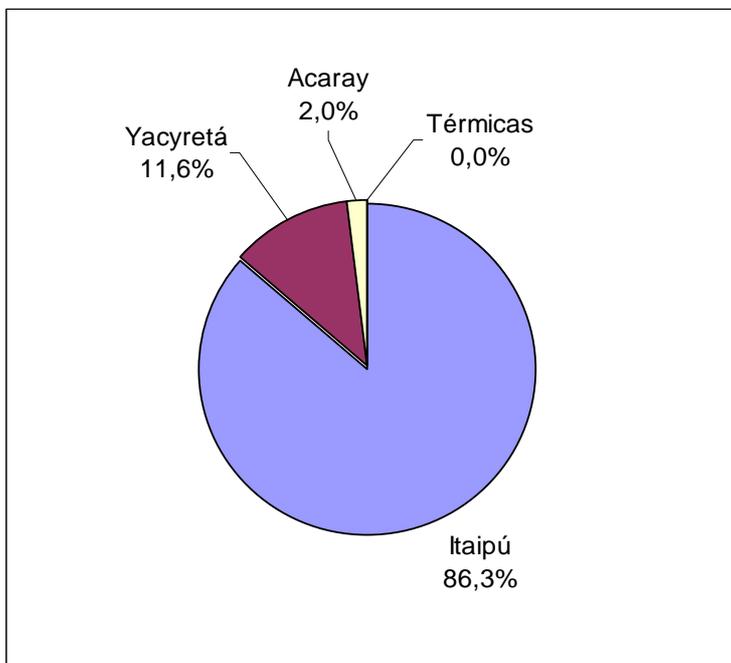
FUENTE: hasta 2002: AIE, 2003: Itaipú, Yacyretá, Dirección General de Estadística, Encuestas y Censo y elaboración propia.

**Gráfico 3.- Producción eléctrica 1990 – 2003 (GWh)**



La producción en el año 2003 fue de un total de 51.641 GWh, de los cuales, el 86,3% correspondió a Itaipú, el 11,6% a Yacyretá y el 2,0% a Acaray no siendo significativa la contribución de las centrales térmicas.

**Gráfico 4.- Producción eléctrica en 2003 (%)**



FUENTE: Itaipú, Yacyretá, Dirección General de Estadística, Encuestas y Censo y elaboración propia.

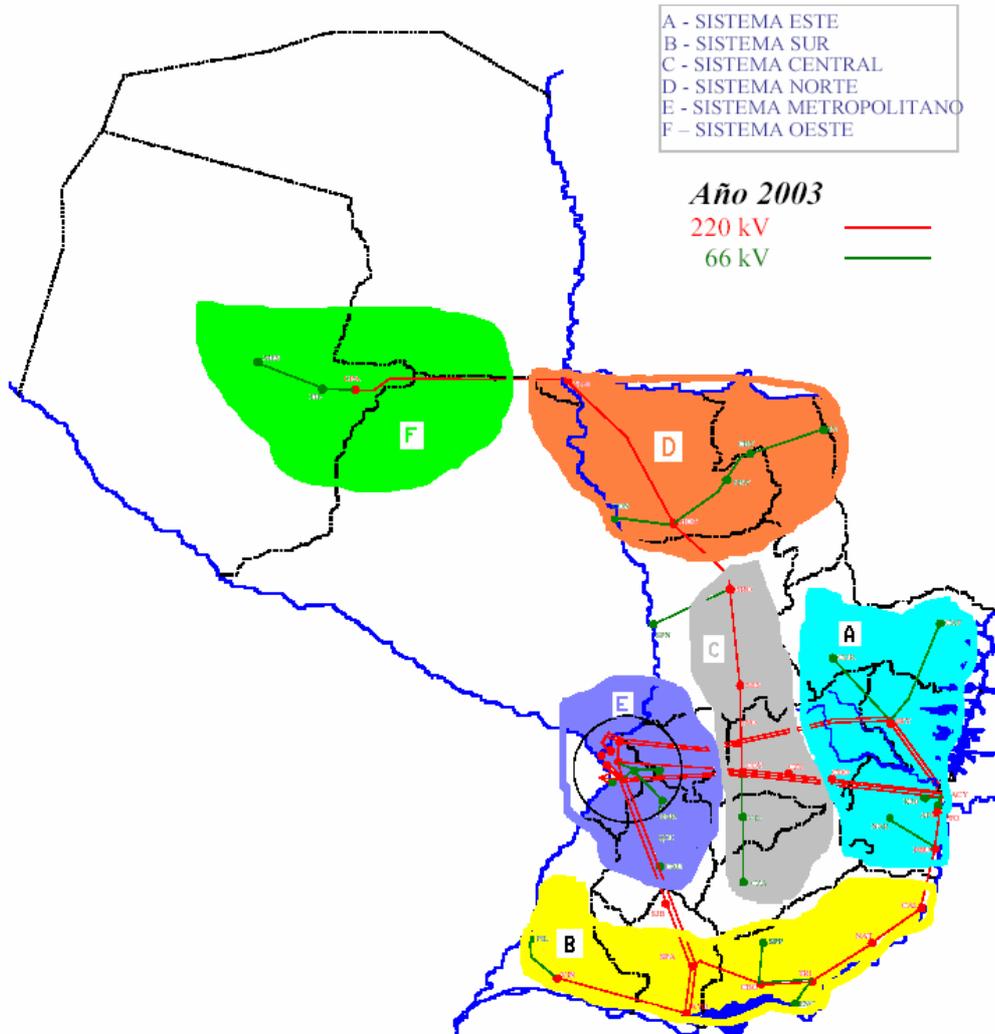
### IV.3.2. TRANSPORTE

La actividad de transporte es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red interconectada. Está constituida por las líneas de interconexión entre subestaciones, las líneas de interconexión internacionales y las subestaciones.

La ANDE es la única Compañía que realiza esta actividad siendo por tanto la responsable de su mantenimiento y expansión. La operación del sistema interconectado es responsabilidad del Centro de Despacho de la ANDE, ubicado en Asunción.

### IV.3.2.1. Distribución geográfica

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se divide en seis subsistemas según su localización geográfica, tal y como se indica en la figura.



FUENTE: ANDE.

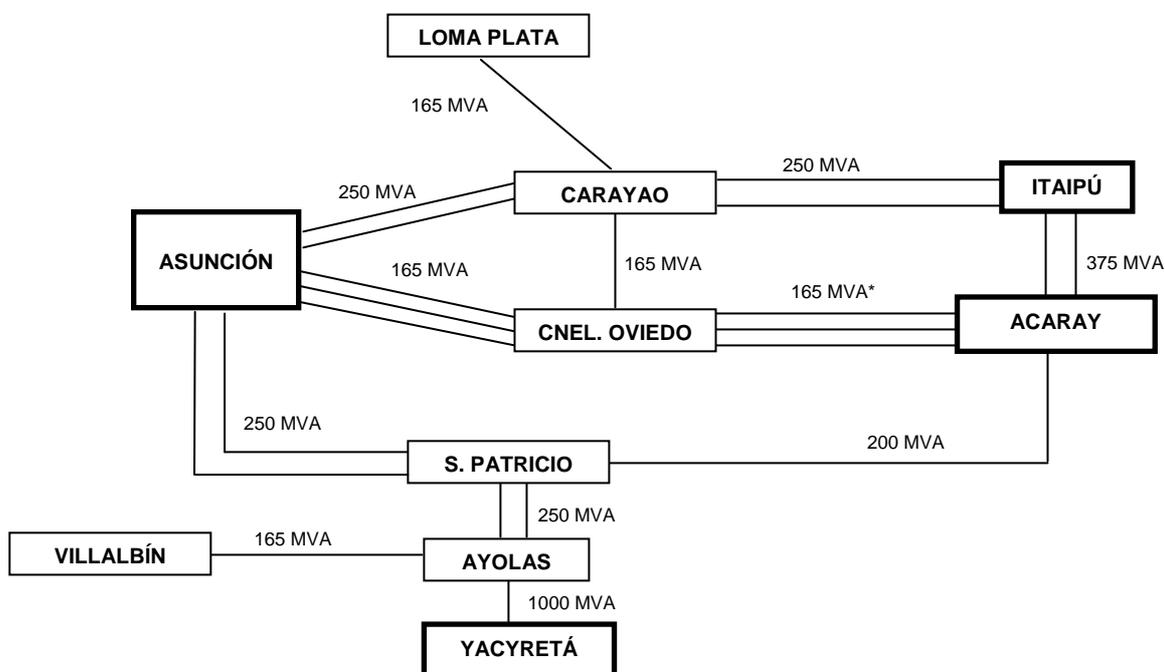
Cada uno de los subsistemas abarca las instalaciones de transmisión y transformación de varios Departamentos:

- Sistema Este: Alto Paraná y Canindeyú y parte de Caaguazú
- Sistema Sur: Neembucú, Misiones e Itapúa
- Sistema Central: San Pedro, Guairá, Caazapá y parte de Caaguazú
- Sistema Norte: Concepción y Amambay
- Sistema Metropolitano: Central, Cordillera, Paraguari, parte de Presidente Hayes.
- Sistema Oeste: Región Occidental

#### IV.3.2.2. Líneas de transmisión

El transporte se realiza a tensiones de 500 kV, 220 kV (transmisión) y 66 kV. (subtransmisión). Como excepción quedan las interconexiones internacionales Acaray - COPEL y C.A. López - EMSA a 132 kV y Pedro Juan Caballero – ENERSUL a 23 kV, tal y como se indica en el siguiente apartado.

De una forma simplificada se indica en el siguiente diagrama las interconexiones de las líneas de 220 kV así como su capacidad. Un mayor detalle del recorrido de las líneas de transporte y la ubicación de las subestaciones se muestra en los mapas presentados más adelante.



(\*) Tras su recapacitación en 2005 alcanzarán los 261 MVA.

FUENTE: ANDE.

Se observa que las generaciones de Itaipú, Acaray, ubicadas en el Este de Paraguay, son llevadas al Oeste de la región Oriental (Asunción y sus alrededores), donde se localiza el mayor consumo del país que supera el 60% del total. Para ello está constituido un doble eje. El primero está formado por 3 líneas con capacidad de 165 MVA que pasan por la subestación de Coronel Oviedo. El segundo está formado por 2 líneas con capacidad de 250 MVA que pasan por la subestación de Carayao. Entre ambas subestaciones existe a su vez una conexión de 165 MVA.

La generación que se localiza en el Sur y viene dada por Yacyretá es llevada por un tercer eje de nuevo hacia el gran centro de consumo constituido por la capital y sus alrededores. En este caso se llevan 2 líneas de 250 MVA de capacidad cada una. Se destaca que el primer tramo de este eje, Yacyretá – Ayolas, se hace a 500 kV.

Por último, conviene destacar la interconexión existente entre las dos zonas de generación a través del eje Acaray - San Patricio, con capacidad para 200 MVA.

**Cuadro 7.- Capacidad típica de cada línea de transmisión (MVA). 2004**

Capacidad de líneas (MVA)								
	66 kV	66 kV	66 kV	66 kV	220 kV	220 kV	220 kV	220 kV
Estado sistema	Subterránea	Aérea (Metropolitana)	Aérea (Nueva)	Aérea (Interior)	Aérea (General)	Aérea (1)	Aérea (2)	Aérea (3)
Condiciones Normales	100	50	72	40	165	195	250	1.000
Contingencia (n-1) <sup>1</sup>	120	60	80	50	210	210	300	1.250

(1) Línea de transmisión Guarambaré – Lambaré

(2) Línea de transmisión Ayolas – San Patricio – Guarambaré

(3) Línea de transmisión Yacyretá – Ayolas 500 kV

FUENTE: ANDE.

<sup>1</sup> El criterio de contingencia (n-1) supone una situación de emergencia en la que se supone la pérdida de un elemento del sistema. Este criterio es aplicable a las partes del sistema que disponen de algún tipo de redundancia, o sea, los subsistemas con más de una alimentación y/o los subsistemas en anillo excluyendo en el análisis lógicamente todos los tramos radiales.

### IV.3.2.3. Líneas de interconexión internacional

Las interconexiones internacionales son aquellas que permiten el intercambio de energía con terceros países, en este caso Brasil y Argentina. Mientras que el primero tiene su red a 50 Hz, el segundo presenta un sistema que funciona a 60 Hz. A continuación se indica dichas interconexiones:

**Cuadro 8.- Interconexiones eléctricas con Brasil y Argentina**

Entidad	País	Posición desde donde se suministra	Tensión (kV)	Potencia (MW)
FURNAS ELETROSUL ELETROBRÁS	Brasil	Central Binacional	500	7.000
EBISA	Argentina	Central Binacional	500	1.540
ENERSUL	Brasil	Pedro Juan Caballero	23	3
COPEL	Brasil	Acaray	132	50 (1)
EMSA	Argentina	C.A. López	132	30
TRASNEA/EDEFOR	Argentina	Guarambaré	220	80

(1) Repotenciado a 60 MW en 2006.

FUENTE: ANDE.

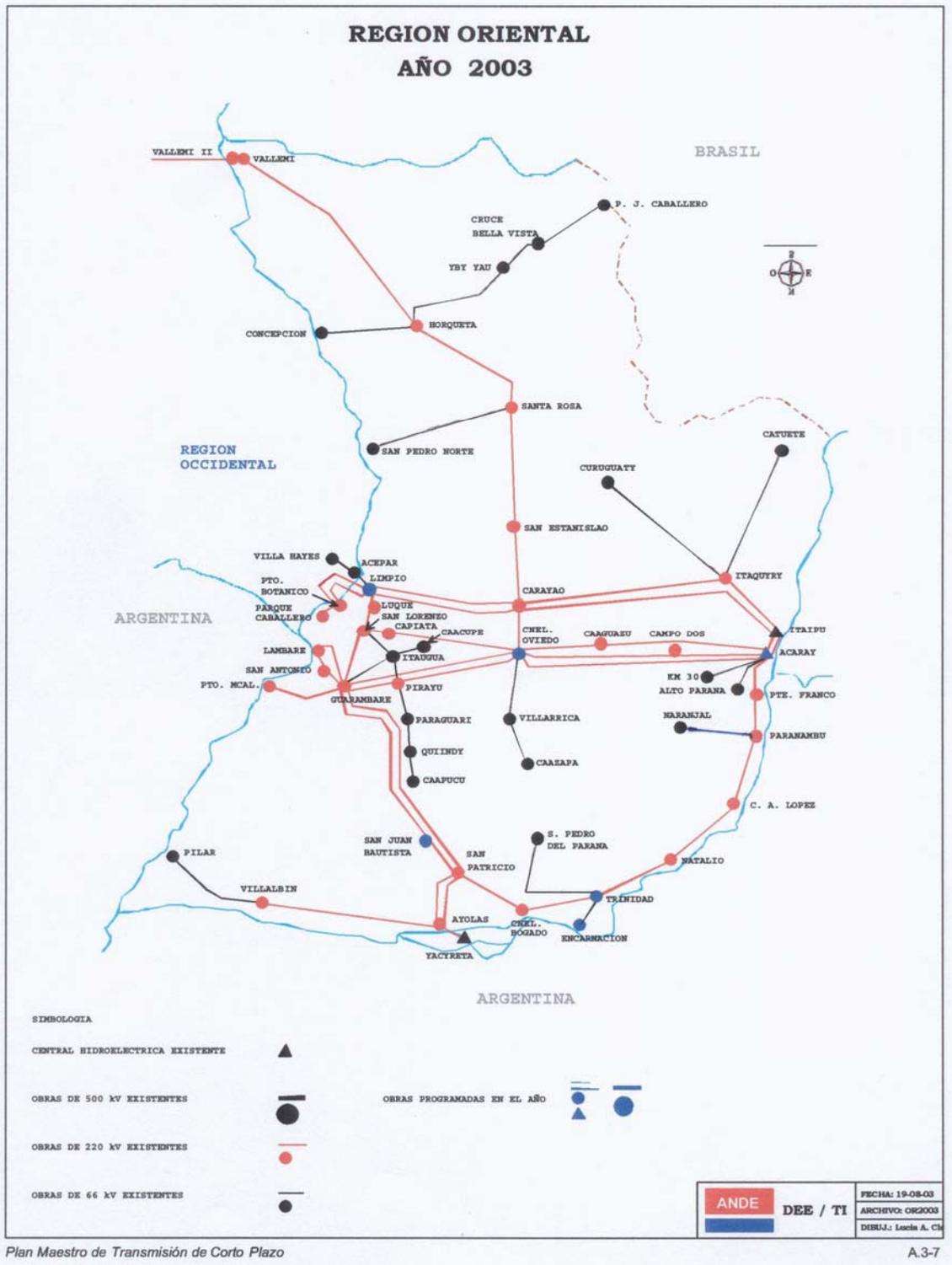


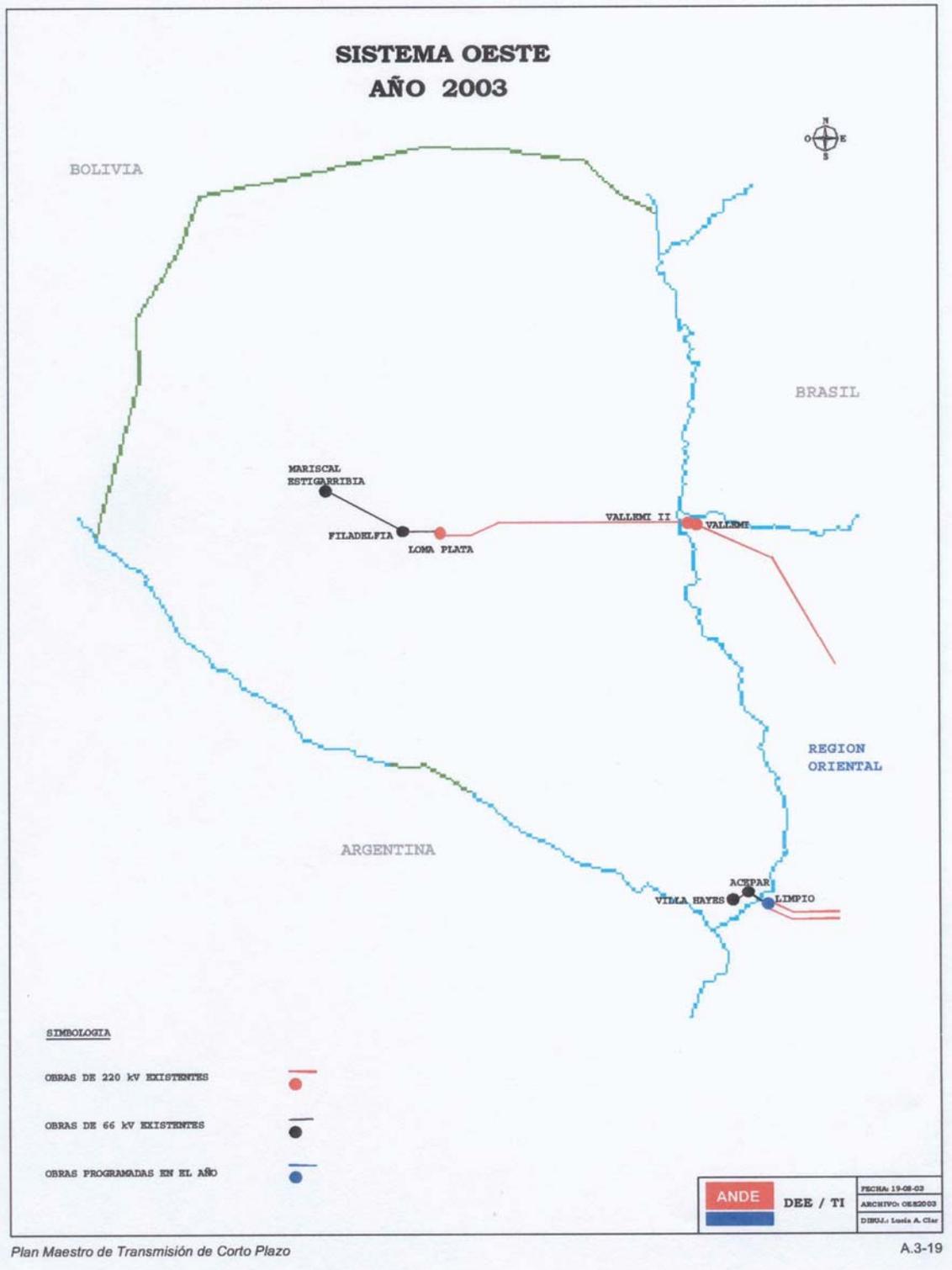
FUENTE: ANDE.

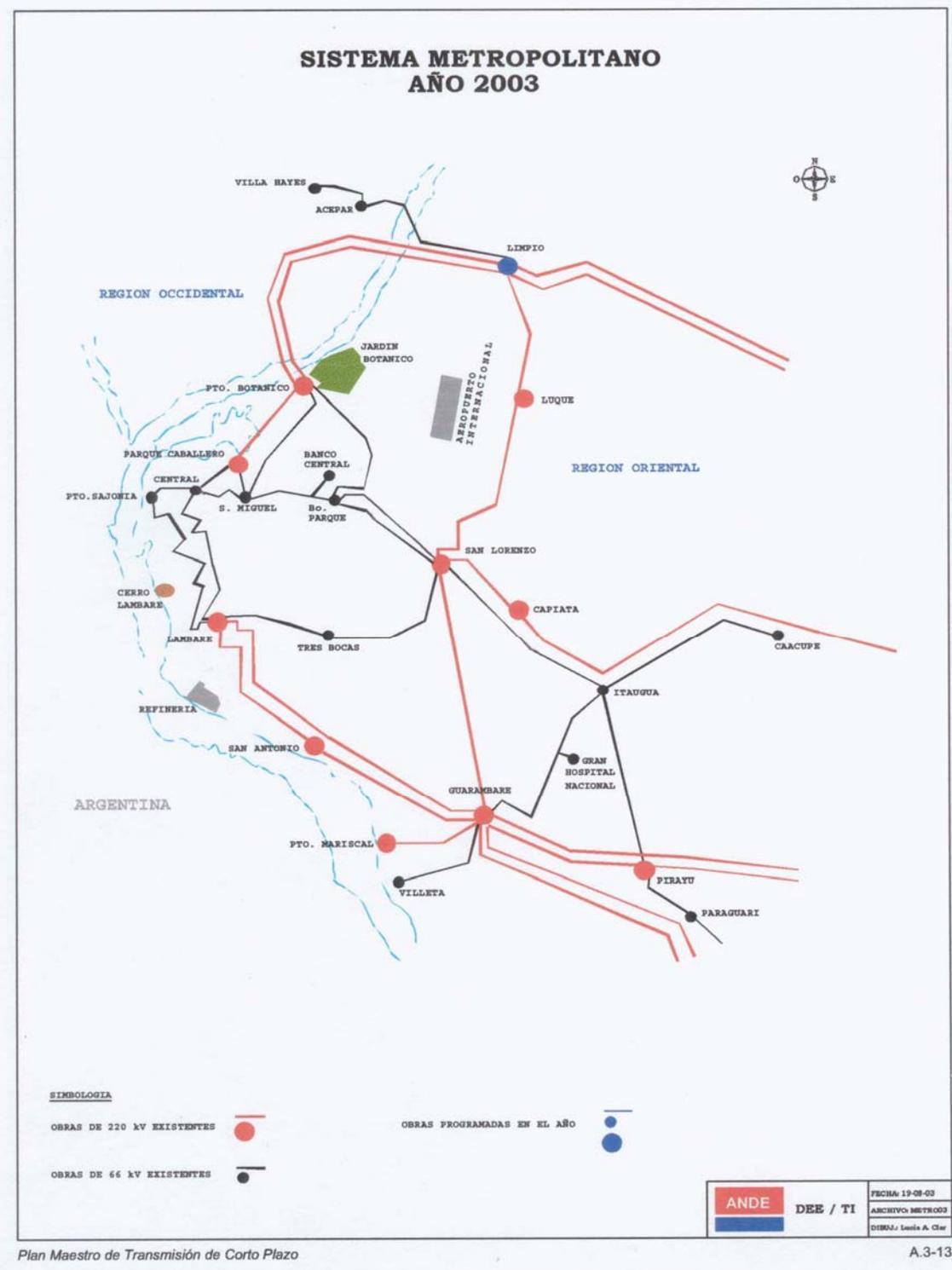
#### IV.3.2.4. Subestaciones

En los siguientes mapas se observa el recorrido de las líneas de transporte y la ubicación de las subestaciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 2003. Según la información suministrada por la ANDE en el año 2004 la potencia total de transformación de las 60 subestaciones existentes es de 5.395 MVA.









### **IV.3.3. DISTRIBUCIÓN**

La actividad de distribución es la encargada de hacer llegar el suministro eléctrico desde las subestaciones hasta los abonados. Comprende por tanto las líneas tanto aéreas como subterráneas en media tensión, los centros de transformación, las redes de baja tensión hasta los abonados y el alumbrado público.

La única compañía que realiza esta labor de distribución es la ANDE, excepto dos casos excepcionales. El primero, es CLYFSA, que posee una concesión para distribuir y comercializar en la localidad de Villarrica; la segunda se trata de Empresas Distribuidoras Menonitas del Chaco Central.

La ANDE tiene normalizados dos niveles de tensión de distribución. El primero, en media tensión, a 23 kV; el segundo en baja tensión en 380/220 V.

#### **IV.3.3.1. Evolución de las infraestructuras**

La evolución de las infraestructuras de distribución de la ANDE en los últimos años se detalla a continuación. Entre los años 1999-2002 ha habido un incremento medio anual de un 1,9% para las redes de media tensión aéreas y un 1,0% para las redes de media tensión subterráneas, totalizando en 2002 27.664 km de redes del primer tipo y tan solo 407 km del segundo tipo. Los centros de transformación o puestos de distribución son en su mayoría aéreos. Se contabilizaron en 2002 un total de 32.236 frente a los 1.265 subterráneos experimentando un incremento medio anual en el periodo 1999-2002 del 1,7% en los primeros y de 0,7% en los segundos. La potencia instalada alcanzó los 2.196.482 kVA. El 46% se localiza en la zona metropolitana y el 54% restante en el interior habiendo crecido en ambos casos el 1,4% entre los años 1999 y 2002. Dentro de las redes de baja tensión, las aéreas, que son la mayoría con 26.346 km, han crecido una media de un 1,8%. Las subterráneas totalizan solamente 27 km. En cuanto a las luminarias, en 2002 se alcanza la cifra de 104.720, habiendo experimentado un incremento del 2,7% en el periodo 1999-2002.

**Cuadro 9.- Evolución de las infraestructuras de distribución de la ANDE**

Descripción	Área	Unidad	1999	2000	Incremento anual	2001	Incremento anual	2002	Incremento anual	Incremento medio
Red aérea de MT	M	km	1.912,99	1.993,08	4,2%	2.033,56	2,0%	2.062,92	1,4%	2,0%
	I	km	23.771,12	24.495,46	3,0%	25.194,05	2,9%	25.600,76	1,6%	1,9%
	T	km	<b>25.684,11</b>	<b>26.488,54</b>	3,1%	<b>27.227,61</b>	2,8%	<b>27.663,68</b>	1,6%	<b>1,9%</b>
Red subterránea de MT	M	km	367,50	369,40	0,5%	371,38	0,5%	381,22	2,6%	0,9%
	I	km	23,71	25,04	5,6%	25,27	0,9%	25,82	2,2%	2,2%
	T	km	<b>391,21</b>	<b>394,44</b>	0,8%	<b>396,65</b>	0,6%	<b>407,04</b>	2,6%	<b>1,0%</b>
Puestos de distribución aéreos	M	nº	7.262	7.396	1,8%	7.565	2,3%	7.691	1,7%	1,5%
	I	nº	22.920	23.482	2,5%	24.154	2,9%	24.545	1,6%	1,8%
	T	nº	<b>30.182</b>	<b>30.878</b>	2,3%	<b>31.719</b>	2,7%	<b>32.236</b>	1,6%	<b>1,7%</b>
Puestos de distribución en superficie	M	nº	800	818	2,3%	829	1,3%	834	0,6%	1,1%
	I	nº	430	430	0,0%	431	0,2%	431	0,0%	0,1%
	T	nº	<b>1.230</b>	<b>1.248</b>	1,5%	<b>1.260</b>	1,0%	<b>1.265</b>	0,4%	<b>0,7%</b>
Potencia instalada	M	kVA	965.528	986.937	2,2%	1.006.102	1,9%	1.020.333	1,4%	1,4%
	I	kVA	1.113.802	1.133.532	1,8%	1.161.401	2,5%	1.176.149	1,3%	1,4%
	T	kVA	<b>2.079.330</b>	<b>2.120.469</b>	2,0%	<b>2.167.503</b>	2,2%	<b>2.196.482</b>	1,3%	<b>1,4%</b>
Red aérea de BT	M	km	4.528,67	4.641,55	2,5%	4.765,00	2,7%	4.843,72	1,7%	1,7%
	I	km	20.009,21	20.527,21	2,6%	21.130,74	2,9%	21.501,96	1,8%	1,9%
	T	km	<b>24.537,88</b>	<b>25.168,76</b>	2,6%	<b>25.895,74</b>	2,9%	<b>26.345,68</b>	1,7%	<b>1,8%</b>
Red subterránea de BT	M	km	19,88	20,55	3,4%	21,76	5,9%	22,21	2,1%	2,9%
	I	km	4,73	4,73	0,0%	4,73	0,0%	4,73	0,0%	0,0%
	T	km	<b>24,61</b>	<b>25,28</b>	2,7%	<b>26,49</b>	4,8%	<b>26,94</b>	1,7%	<b>2,4%</b>
Artefactos de alumbrado público	M	nº	54.813	56.872	3,8%	59.913	5,3%	61.804	3,2%	3,2%
	I	nº	39.810	40.710	2,3%	41.987	3,1%	42.916	2,2%	2,0%
	T	nº	<b>94.623</b>	<b>97.582</b>	3,1%	<b>101.900</b>	4,4%	<b>104.720</b>	2,8%	<b>2,7%</b>

M = Metropolitano.

I = Interior.

T = Total

FUENTE: ANDE.

**IV.3.3.2. Clientes conectados**

El número de clientes totales de la ANDE en 2003 fue de 1.011.442, siendo el 33% de la capital y el 67% restante del interior del país.

### Cuadro 10.- Evolución del número de clientes de la ANDE

Área	1999	2000	Incremento anual	2001	Incremento anual	2001(*)	2002	Incremento anual	2003	incremento anual
Capital	291.856	302.934	3,8%	308.451	1,8%	334.149	334.198	0,0%	334.436	0,07%
Interior	647.914	660.881	2,0%	680.428	3,0%	672.188	677.030	0,7%	677.006	0,00%
Total	939.770	963.815	2,6%	988.879	2,6%	1.006.337	1.011.228	0,5%	1.011.442	0,02%

(\*) Incluye ajustes efectuados a consecuencia del cambio del sistema informático.

FUENTE: ANDE.

#### IV.3.3.3. Sistema de Autogestión

Mediante el Programa de Autoayuda, la ANDE ha ido expandiendo el servicio eléctrico, interconectando zonas rurales ubicadas a grandes distancias de los centros de atención y caracterizadas por su baja densidad poblacional, al mismo tiempo que se cumple con el objetivo del Gobierno de priorizar el desarrollo de dichas áreas.

El Programa de Autoayuda se ha basado en el trabajo conjunto entre la ANDE y la población, en el que la ANDE provee los cables, transformadores y elementos de seguridad requeridos, y la población provee mano de obra y postes de madera para el tendido eléctrico. Esto ha supuesto para la ANDE una reducción de costos desde el punto de vista de las inversiones requeridas.

En el siguiente cuadro se muestra las obras llevadas a cabo con el Sistema de Autogestión. Las cifras han ido disminuyendo en el periodo 2000-2002 aunque siguen suponiendo un gran peso sobre el total desarrollado por la ANDE en el interior.

El crecimiento de la red bajo el Programa de Autoayuda ha estado sujeto a criterios dispares, centrados en el corto plazo y alejados de consideraciones futuras. De esta forma no se ha tenido en cuenta la posibilidad de crecimiento de la demanda en cuanto al dimensionamiento y caracterización de las líneas, se han utilizado materiales de dudosa calidad y se han realizado montajes deficientes.

Como consecuencia a esta falta de adecuación técnica el servicio es de baja calidad y con un alto riesgo de accidentes eléctricos.

**Cuadro 11.- Obras realizadas en el Sistema de Autogestión**

Descripción Programa Autogestión	Unidad	2000		2001		2002	
		Total	% sobre interior ANDE	Total	% sobre interior ANDE	Total	% sobre interior ANDE
Red aérea de MT	km	594,17	82,03%	469,80	67,25%	298,37	73,36%
Puestos de distribución aéreos	nº	313	55,69%	297	44,20%	221	56,52%
Potencia instalada	kVA	6.443	32,66%	6.366	22,84%	3.976	26,96%
Red aérea de BT	km	441,41	85,21%	454,67	75,34%	265,42	71,50%
Artefactos de alumbrado público	nº	6	0,67%	0	0,00%	0	0,00%
Clientes conectados	nº	4.300	33,16%	3.970	20,31%	2.213	45,70%
Núcleos Poblacionales Electrificados (*)	nº	252	—	309	—	188	—

(\*) Incluye compañías, barrios y calles de zonas rurales, electrificados mediante el sistema de autogestión.

FUENTE: ANDE.

#### IV.3.4. DEMANDA

La demanda de energía eléctrica proviene tanto del interior (consumo interno) como del exterior (exportaciones). Dentro del balance eléctrico realizado se ha mostrado el reparto de la energía disponible destacando el peso que tienen las exportaciones (88%) sobre el consumo interno (12%).

Sin embargo, la mayor parte de las exportaciones provienen de la cesión directa de energía en las Entidades Binacionales y por lo tanto no hacen uso del SIN. Descontada esta energía quedarían los valores mostrados en la siguiente tabla:

**Cuadro 12.- Evolución de la demanda eléctrica**

DEMANDA	2000		2001		2002		2003	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Itaipú + Yacypretá (1)	5.455.387	82,7%	5.649.592	85,6%	5.796.169	84,3%	5.802.607	84,6%
ANDE (Acaray + Térmicas)	1.045.478	15,8%	948.605	14,4%	1.076.894	15,7%	1.017.918	14,8%
Intercambio + Aux.Mutuo	98.110	1,5%	0	0,0%	0	0,0%	39.919	0,6%
Energía importada ANDE	0	0,0%	11	0,0%	17	0,0%	12	0,0%
<b>TOTAL DEMANDA BRUTA</b>	<b>6.598.975</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.598.208</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.873.080</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.859.857</b>	<b>100,0%</b>
Consumo Propio (2)	-1.637	0,0%	-1.613	0,0%	-2.073	0,0%	-2.579	0,0%
<b>TOTAL DEMANDA NETA</b>	<b>6.597.338</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.596.595</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.871.007</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.857.278</b>	<b>100,0%</b>
<b>DEMANDA EXTERNA</b>								
<b>TOTAL DEMANDA EXTERNA BRUTA</b>	<b>790.503</b>	<b>12,0%</b>	<b>658.959</b>	<b>10,0%</b>	<b>722.899</b>	<b>10,5%</b>	<b>636.661</b>	<b>9,3%</b>
Pérdidas en Transmisión (3)	-71.003	-1,1%	-19.527	-0,3%	-49.345	-0,7%	-15.894	-0,2%
<b>TOTAL DEMANDA EXTERNA NETA</b>	<b>719.500</b>	<b>10,9%</b>	<b>639.432</b>	<b>9,7%</b>	<b>673.554</b>	<b>9,8%</b>	<b>620.767</b>	<b>9,0%</b>
<b>DEMANDA INTERNA</b>								
<b>TOTAL DEMANDA INTERNA BRUTA</b>	<b>5.806.835</b>	<b>88,0%</b>	<b>5.937.636</b>	<b>90,0%</b>	<b>6.148.108</b>	<b>89,5%</b>	<b>6.181.299</b>	<b>90,1%</b>
Consumo Interno	-3.145	0,0%	-3.282	0,0%	-3.044	0,0%	-3.046	0,0%
Pérdidas en Transmisión	-468.612	-7,1%	-345.457	-5,2%	-513.108	-7,5%	-453.856	-6,6%
Pérdidas en Distribución	-888.495	-13,5%	-1.089.643	-16,5%	-1.231.207	-17,9%	-1.413.009	-20,6%
<b>TOTAL DEMANDA INTERNA NETA</b>	<b>4.446.583</b>	<b>67,4%</b>	<b>4.499.254</b>	<b>68,2%</b>	<b>4.400.749</b>	<b>64,0%</b>	<b>4.311.388</b>	<b>62,8%</b>
Residencial	2.025.445	30,7%	2.019.211	30,6%	1.931.245	28,1%	1.787.699	26,1%
Comercial	848.079	12,9%	887.166	13,4%	869.788	12,7%	813.516	11,9%
Industrial	877.866	13,3%	916.765	13,9%	924.957	13,5%	1.051.141	15,3%
General	436.578	6,6%	405.627	6,1%	401.211	5,8%	381.532	5,6%
Gubernamental	141.306	2,1%	146.789	2,2%	146.896	2,1%	148.429	2,2%
Alumbrado público	117.309	1,8%	123.696	1,9%	126.652	1,8%	129.070	1,9%

(1) Energía neta descontados autoconsumos.

(2) Autoconsumo correspondiente a las centrales nacionales (Acaray + Térmicas).

(3) Pérdidas en transmisión correspondiente a la energía exportada.

FUENTE: ANDE.

#### IV.3.4.1. Demanda Interna. Introducción

En el estudio de la demanda es importante analizar tanto la energía como la potencia. El primero permite valorar la capacidad de hacer frente al consumo a lo largo del tiempo mientras que el segundo lo hace de una forma instantánea.

#### IV.3.4.2. Demanda interna. Evolución de la demanda de energía

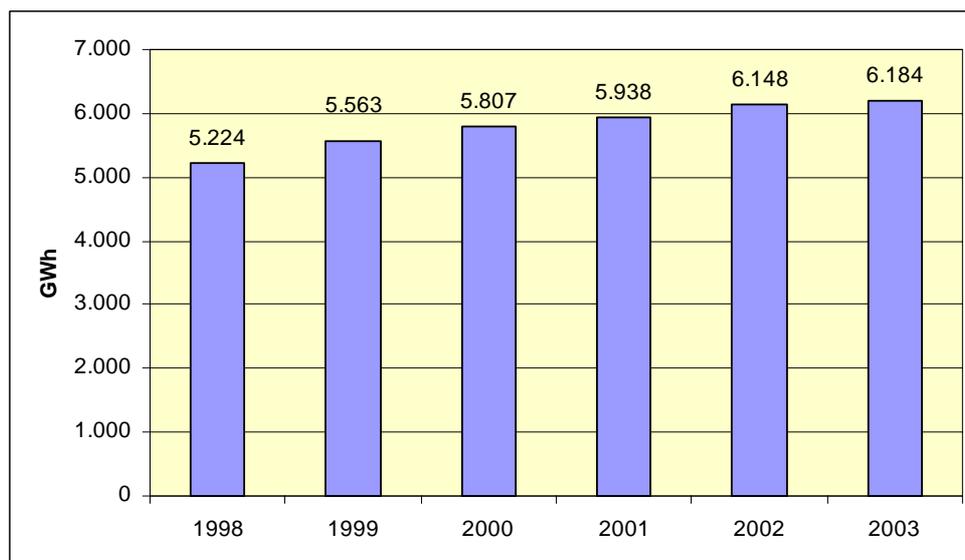
En los últimos años (1998-2003) la energía bruta demandada en Paraguay para consumo interno ha evolucionado al alza. Sin embargo se ha visto ralentizado su crecimiento e incluso ha tenido algún estancamiento (año 2000).

**Cuadro 13.- Evolución de la demanda interna bruta**

año	Energía Bruta (GWh)	Variación Anual (%)
1998	5.224	
1999	5.563	6,5%
2000	5.807	4,4%
2001	5.938	2,3%
2002	6.148	3,5%
2003	6.184	0,6%

FUENTE: ANDE.

**Gráfico 5.- Evolución de la demanda eléctrica bruta (GWh)**



Atendiendo a los subsistemas definidos por la ANDE, el reparto de consumo es el indicado en el siguiente cuadro.

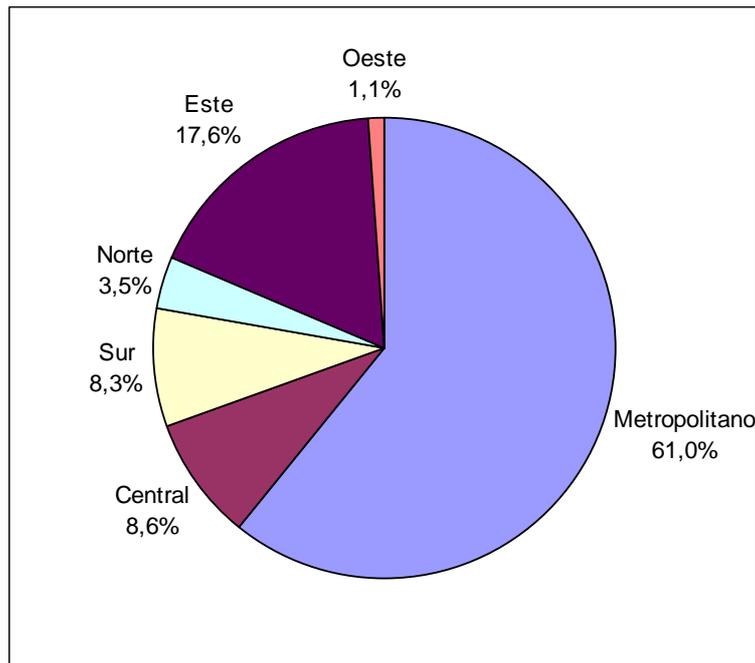
**Cuadro 14.- Reparto de consumo por zonas. 2003**

	Energía (MWh)	%
Metropolitano	3.489.647	61,0%
Central	492.163	8,6%
Sur	473.423	8,3%
Norte	198.358	3,5%
Este	1.009.037	17,6%
Oeste	61.768	1,1%
Total Sistema (No simultánea)	5.724.397	100,0%
Pérdidas en transmisión	458.222	
Total SIN	6.182.618	

FUENTE: ANDE.

Se puede apreciar que más del 60% del consumo se encuentra en el Sistema Metropolitano. El Sistema Este es el segundo en consumo con un 17%. Después se encuentra los Sistemas Central y Sur con un 8% aproximadamente y por último los sistemas Norte con tan solo un 3,4% y Oeste con un 1,1%.

**Gráfico 6.- Consumo de electricidad por zonas (%)**



#### **IV.3.4.3. Demanda Interna. Evolución de la demanda de potencia**

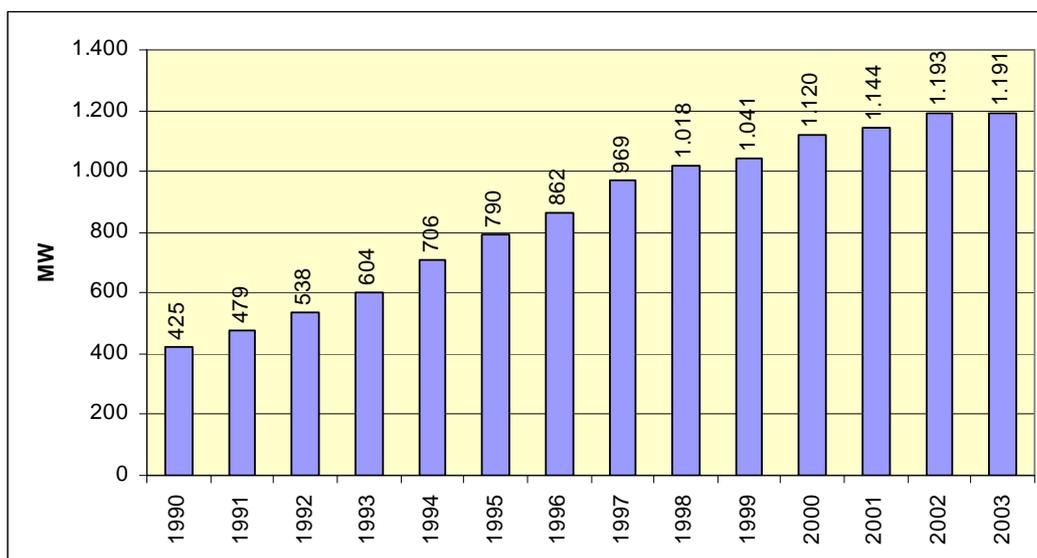
La evolución de la potencia máxima demandada del SIN en los últimos años (1990-2002) se presenta a continuación. Se observa un crecimiento fuerte hasta el año 1997, en torno al 12-13%. A partir de entonces esta tendencia se ralentiza notablemente a valores entre un 2,1% y un 7,6% e incluso es negativa en 2003.

**Cuadro 15.- Potencia demandada SIN**

año	Potencia (MW)	Variación anual (%)
1990	425	
1991	479	12,7%
1992	538	12,3%
1993	604	12,3%
1994	706	16,9%
1995	790	11,9%
1996	862	9,1%
1997	969	12,4%
1998	1.018	5,1%
1999	1.041	2,3%
2000	1.120	7,6%
2001	1.144	2,1%
2002	1.193	4,3%
2003	1.191	-0,2%

FUENTE: ANDE.

**Gráfico 7.- Potencia demandada SIN**



Analizando el día 10/04/2002, correspondiente al del máximo registro de potencia, se obtuvieron los siguientes valores por subsistemas.

**Cuadro 16.- Valores por subsistemas correspondientes al máximo histórico de potencia demandada**

	Potencia máxima (kW)	%
Metropolitano	752.160	62,7%
Central	97.791	8,1%
Sur	91.265	7,6%
Norte	46.581	3,9%
Este	201.082	16,8%
Oeste	11.122	0,9%
<b>Total Sistema (No simultánea)</b>	<b>1.200.001</b>	<b>100,0%</b>
<b>Total Sistema (Simultánea)</b>	<b>1.092.072</b>	<b>91,5%</b>
<b>Pérdidas en transmisión</b>	<b>100.928</b>	<b>8,5%</b>
<b>Total SIN</b>	<b>1.193.000</b>	<b>100,0%</b>
<b>Total SI</b>	<b>1.291.000</b>	

(1) SIN: Sistema interconectado nacional

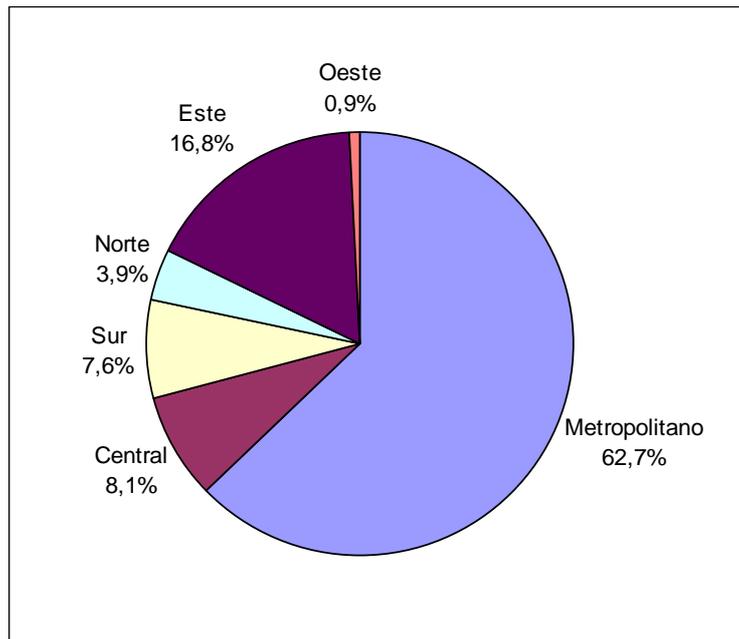
(2) SI: Sistema interconectado

FUENTE: ANDE.

Si se suman los máximos de cada uno de los subsistemas, se obtendría una demanda máxima de potencia de 1.200 MW. Dado que no se produce el máximo de potencia a la vez en todos los sistemas, en realidad el máximo que se registró fue de 1.093 MW. El coeficiente de simultaneidad entre los subsistemas para este caso es por tanto de 1.099. Sumando las pérdidas en transmisión se obtiene una potencia total del SIN de 1.193 MW. Considerando además la exportación que la ANDE realiza a través de sus redes, cifrada en 98 MW, el resultado final para el SI es 1.291 MW.

En el siguiente gráfico se puede observar una estimación de la potencia consumida por cada subsistema, atendiendo a los valores expuestos. Se comprueba que el reparto del total de potencia del SIN entre cada subsistema es similar al caso de la demanda anual de energía.

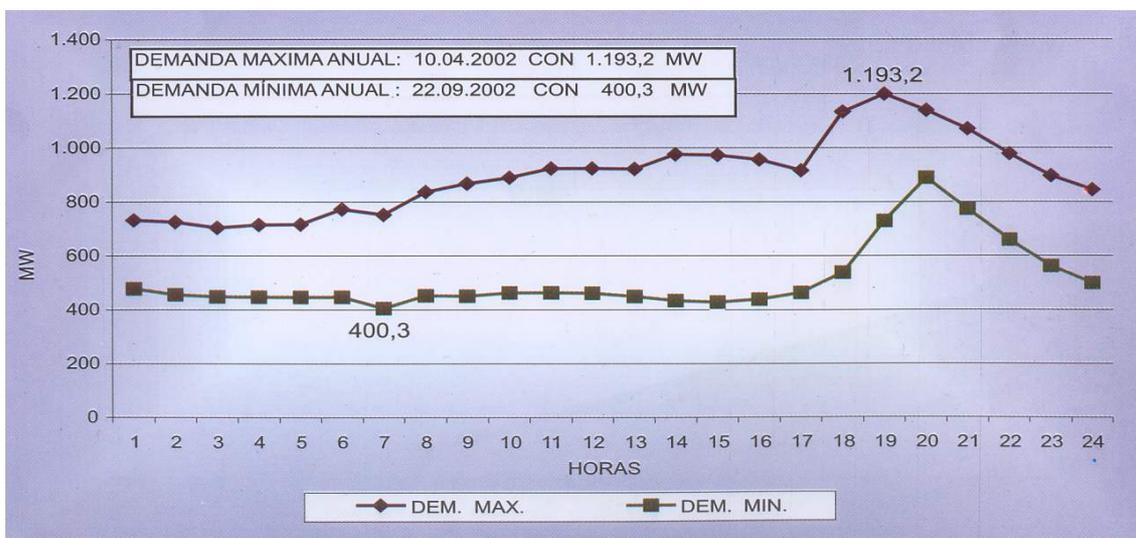
**Gráfico 8.- Demanda eléctrica por zonas en el máximo histórico (%)**



**IV.3.4.4. Demanda Interna. Curva de carga**

En la siguiente figura se muestran las curvas de carga máxima y mínima que han tenido lugar en el año 2002.

**Gráfico 9.- Curva carga máxima y mínima 2002 (MW)**



FUENTE: ANDE.

La curva máxima se dio el 10/04/2002, Miércoles día laborable. Se puede apreciar un consumo de marcado carácter residencial, puesto que el máximo de la curva, con casi 1.200 MW, se produce avanzado el día, alrededor de las 19:00h. Dicho máximo disminuye por debajo de 800 MW una vez pasadas las 24:00h quedando alrededor de los 700 MW durante el resto de la noche. A partir de las 7:00h de nuevo empieza a crecer el consumo hasta las 17:00h, pero siempre por debajo de 1.000 MW. Es en esta hora cuando crece el consumo más bruscamente para alcanzar su máximo.

La curva mínima se produjo el domingo 22/09/2002. Se observa de nuevo un máximo, esta vez de 900 MW a las 20:00h. Disminuye hasta la 1:00h manteniéndose muy cercano a los 400 MW hasta las 17:00h, donde crece hasta el máximo diario.

#### IV.3.4.5. Demanda Externa. Evolución de la demanda de energía

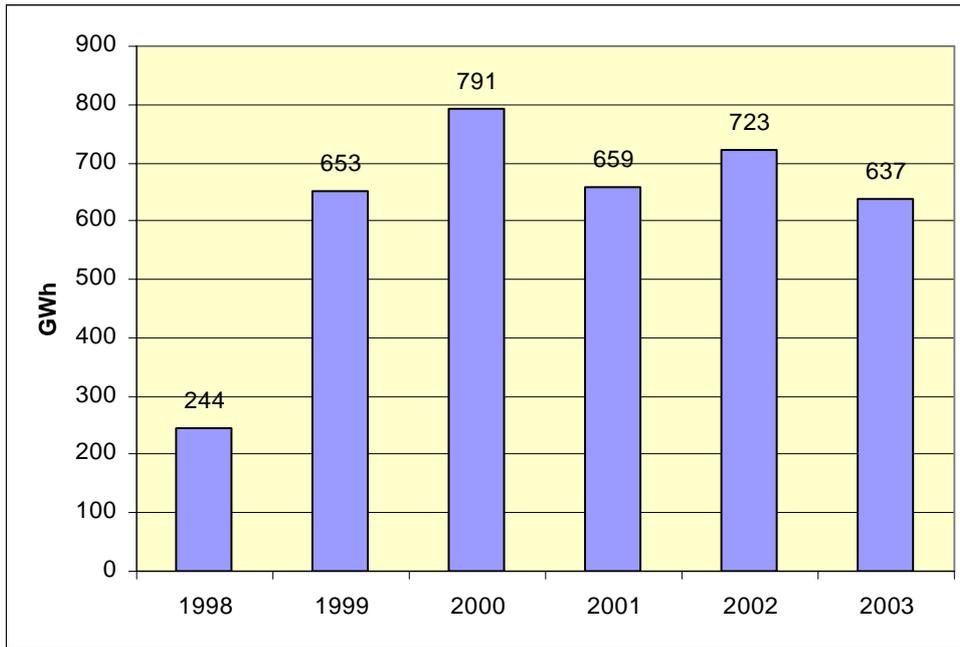
En los últimos años (1998-2003) la energía bruta exportada por la ANDE para consumo externo se ha mantenido estable en torno a los 650 GWh anuales.

**Cuadro 17.- Demanda externa bruta de energía (MWh)**

Sistema	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ERIDAY-UTE	31.743	29.847	16.043	7.272	6.579	3.597
EBISA (EMSA)			50.924	129.856	128.427	135.196
EBISA (EDEFOR)	111.685	112.140	201.406	167.938	191.621	128.884
COPEL	7.223	417.263	424.162	354.168	396.677	369.783
Aux. Mutuo (ANDE-ELETROBRAS)	93.514	93.494	98.110			
<b>Total</b>	<b>244.165</b>	<b>652.744</b>	<b>790.645</b>	<b>659.234</b>	<b>723.304</b>	<b>637.460</b>
<b>Variación anual (%)</b>		<b>167,6%</b>	<b>21,1%</b>	<b>-16,7%</b>	<b>9,7%</b>	<b>-11,9%</b>

FUENTE: ANDE.

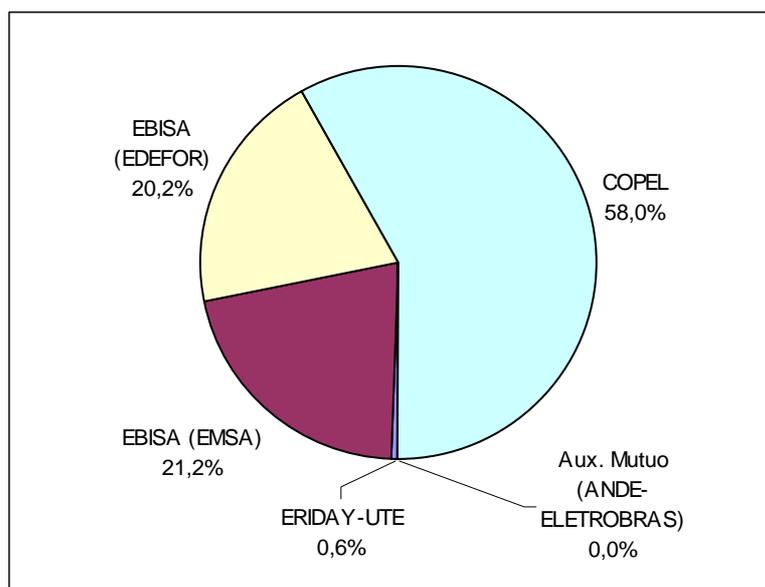
**Gráfico 10.- Evolución de la demanda bruta (GWh). 1998-2003**



Atendiendo a los sistemas con los que se conecta la ANDE, el reparto de consumo para el año 2002 es el indicado en el siguiente gráfico.

Se puede apreciar que aproximadamente un 58% de la exportación de la ANDE en el 2002 se produjo a COPEL (Brasil), a través de la interconexión de Acaray. El 20% fue al sistema de EDEFOR a través de la interconexión de Guarambaré. Sobre el 21% se transfirió a EMSA desde C.A. López. Por último, una pequeña parte, un 1% del total, se vendió a ERIDAY-UTE.

**Gráfico 11.- Exportaciones de la ANDE. 2003**



#### IV.3.4.6. Demanda Externa. Evolución de la demanda de potencia

Se presenta en la siguiente tabla la demanda de potencia máxima anual habida durante el periodo (1999-2003) diferenciada por los sistemas externos a los que suministra la ANDE. Su suma ha supuesto en los últimos años entre un 10 y un 15% de la máxima del SIN.

**Cuadro 18.- Demanda externa bruta de potencia (kW). 1999-2003**

Sistema	1999	2000	2001	2002	2003
ERIDAY-UTE	7.000	6.000	3.900	6.200	1.300
EBISA (EMSA)		29.000	27.000	29.000	30.000
EBISA (EDEFOR)	78.000	94.000	45.000	77.000	103.000
COPEL	52.000	50.000	50.000	49.000	48.000
Aux. Mutuo (ANDE-ELETROBRAS)	12.000	13.000			
<b>Total Demanda Externa</b>	<b>149.000</b>	<b>192.000</b>	<b>125.900</b>	<b>161.200</b>	<b>182.300</b>
<b>Total SIN</b>	<b>1.040.500</b>	<b>1.120.200</b>	<b>1.145.400</b>	<b>1.193.200</b>	<b>1.190.700</b>
<b>Total SI (1)</b>	<b>1.189.500</b>	<b>1.312.200</b>	<b>1.271.300</b>	<b>1.354.400</b>	<b>1.373.000</b>
<b>Demanda externa/SI (%)</b>	<b>12,5%</b>	<b>14,6%</b>	<b>9,9%</b>	<b>11,9%</b>	<b>13,3%</b>

(1) La suma total no tiene que coincidir con las anteriores al tratarse de días diferentes.

FUENTE: ANDE.

#### IV.3.4.7. Pérdidas

Dentro del flujo de energía que va desde su generación hasta su consumo se registran una serie de pérdidas tanto de carácter técnico como no técnico.

Las pérdidas técnicas están asociadas a las infraestructuras. Podría decirse que hay algunas fijas y otras cuyo crecimiento está causado principalmente por el deterioro de las instalaciones así como por la sobrecarga de redes y transformadores que exigirían una renovación y/o ampliación de los mismos. Desglosadas desde la generación hasta el consumo son las siguientes:

- Pérdidas en generación por autoconsumo. Se deben a los consumos que tienen lugar en las propias centrales de generación y que están asociados a los propios grupos de generación, necesarios para su excitación, protección, control y funcionamiento en general, así como a los servicios auxiliares.
- Pérdidas en los equipos de generación. Se produce tanto en los alternadores de los grupos de generación como en los transformadores elevadores de tensión para su transporte. En este caso se suelen despreciar las pérdidas en la propia línea desde el estator de las máquinas hasta el transformador.
- Pérdidas en transporte por autoconsumos. Tiene lugar en las subestaciones y se asocian a los elementos auxiliares, de protección y control de las mismas.
- Pérdidas en transporte en los elementos de transformación. Asociadas a los transformadores.
- Pérdidas en las líneas de transporte. Pérdidas de potencia en las redes de transporte que son proporcionales al cuadrado de la intensidad que circula por ellas.
- Pérdidas en distribución por autoconsumos. Pérdidas por consumos de los elementos auxiliares, de protección y control asociados a la distribución.
- Pérdidas en distribución en los centros de transformación<sup>2</sup>. Son ocasionadas en los elementos que adaptan la tensión de distribución (23kV) a la tensión de consumo (380/220V).
- Pérdidas en las líneas de distribución. Pérdidas de potencia en los conductores de distribución tanto en MT como en BT.

Por otro lado se encuentran las pérdidas no técnicas, atribuibles a robos de energía, problemas en la gestión comercial y otros.

---

<sup>2</sup> Las compañías eléctricas registran sus pérdidas hasta el contador de energía del usuario independientemente que este sea un consumidor en MT o en BT.

En los últimos años, las pérdidas totales respecto a la energía requerida por el SIN y por el ME han registrado un notable aumento hasta situarse en 2002 en un 26,11%. Tal circunstancia se indica a continuación:

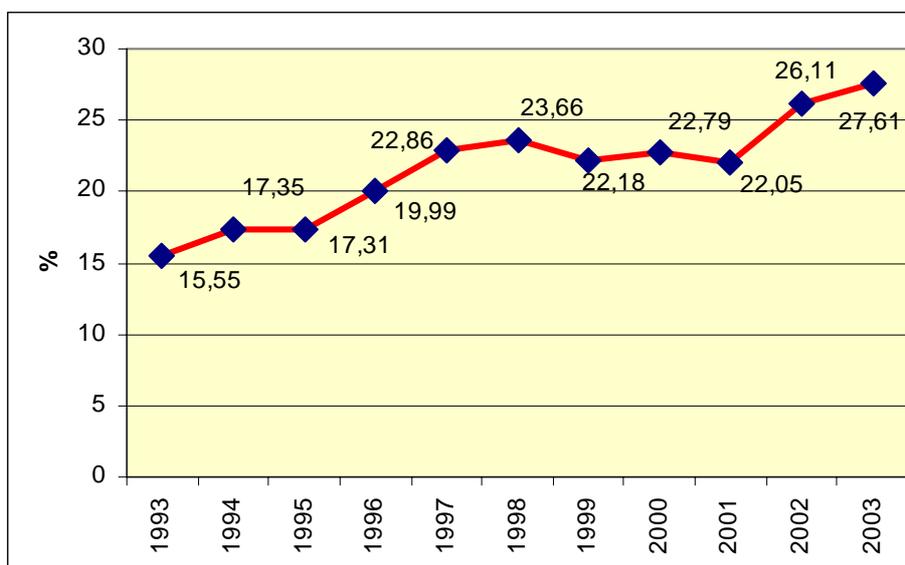
**Cuadro 19.- Evolución de pérdidas en el sistema eléctrico**

	2000		2001		2002		2003	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
<b>ENERGÍA DIPONIBLE NETA</b>	<b>6.597.338</b>		<b>6.596.595</b>		<b>6.871.007</b>		<b>6.817.960</b>	
<b>ENERGÍA DISPONIBLE ME</b>	<b>790.503</b>		<b>658.959</b>		<b>722.899</b>		<b>636.661</b>	
Pérdidas en Transmisión	71.003	8,98%	19.527	2,96%	49.345	6,83%	15.894	2,50%
Pérdidas en Distribución	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
<b>TOTAL PÉRDIDAS ME</b>	<b>71.003</b>	<b>8,98%</b>	<b>19.527</b>	<b>2,96%</b>	<b>49.345</b>	<b>6,83%</b>	<b>15.894</b>	<b>2,50%</b>
<b>ENERGÍA DISPONIBLE SIN</b>	<b>5.806.835</b>		<b>5.937.636</b>		<b>6.148.108</b>		<b>6.181.299</b>	
Pérdidas en Transmisión	468.612	8,07%	345.457	5,82%	513.108	8,35%	453.856	7,34%
Pérdidas en Distribución	888.495	15,30%	1.089.643	18,35%	1.231.207	20,03%	1.413.009	22,86%
<b>TOTAL PÉRDIDAS SIN</b>	<b>1.357.107</b>	<b>23,37%</b>	<b>1.435.100</b>	<b>24,17%</b>	<b>1.744.315</b>	<b>28,37%</b>	<b>1.866.865</b>	<b>30,20%</b>
<b>TOTAL PÉRDIDAS SI</b>	<b>1.428.110</b>	<b>21,65%</b>	<b>1.454.627</b>	<b>22,05%</b>	<b>1.793.660</b>	<b>26,10%</b>	<b>1.882.759</b>	<b>27,61%</b>

NOTA: ME: Mercado externo.

FUENTE: ANDE.

**Gráfico 12.- Evolución de pérdidas en el sistema eléctrico (%)**



### IV.3.5. COMERCIALIZACIÓN

En la siguiente tabla se muestra los ingresos por ventas obtenidos en los años 2000 - 2003 tanto en el ámbito nacional como en el exterior. Se ha desglosado tanto por categoría como por zona indicando el número de clientes en cada caso.

**Cuadro 20.- Ingresos por ventas durante 2000 - 2003**

		2000			2001			2002			2003		
		Clientes	Energía (MWh)	Ingresos (M Gs.)	Clientes	Energía (MWh)	Ingresos (M Gs.)	Clientes	Energía (MWh)	Ingresos (M Gs.)	Clientes	Energía (MWh)	Ingresos (M Gs.)
<b>NACIONAL</b>													
Residencial	Capital	262.488	1.032.375	178.210	275.533	1.039.401	242.920	273.645	1.005.644	305.320	277.326	929.701	331.694
	Interior	513.559	993.070	168.853	537.431	979.810	225.546	546.048	925.601	273.397	557.875	857.998	291.187
	<b>Total</b>	<b>776.047</b>	<b>2.025.445</b>	<b>347.063</b>	<b>812.964</b>	<b>2.019.211</b>	<b>468.466</b>	<b>819.693</b>	<b>1.931.245</b>	<b>578.717</b>	<b>835.201</b>	<b>1.787.699</b>	<b>622.881</b>
Comercial	Capital	49.515	497.896	84.711	49.178	532.731	118.516	47.504	530.725	159.953	46.286	495.967	185.343
	Interior	61.836	350.184	64.428	61.951	354.435	85.776	62.045	339.063	107.068	61.727	317.549	101.920
	<b>Total</b>	<b>111.351</b>	<b>848.080</b>	<b>149.138</b>	<b>111.129</b>	<b>887.166</b>	<b>204.292</b>	<b>109.549</b>	<b>869.788</b>	<b>267.021</b>	<b>108.013</b>	<b>813.516</b>	<b>287.263</b>
Industrial	Capital	3.047	329.527	36.394	3.082	361.882	54.855	2.977	349.206	68.181	3.132	375.461	83.897
	Interior	9.064	548.339	61.065	9.453	554.883	79.119	9.253	575.751	115.166	9.652	675.680	146.082
	<b>Total</b>	<b>12.111</b>	<b>877.866</b>	<b>97.459</b>	<b>12.535</b>	<b>916.765</b>	<b>133.974</b>	<b>12.230</b>	<b>924.957</b>	<b>183.347</b>	<b>12.784</b>	<b>1.051.141</b>	<b>229.979</b>
General	Capital	7.666	262.118	31.774	7.776	209.220	37.895	7.560	211.116	47.676	7.315	210.124	53.493
	Interior	8.714	174.460	35.940	9.276	196.407	36.725	9.262	190.095	46.366	9.384	171.408	60.949
	<b>Total</b>	<b>16.380</b>	<b>436.578</b>	<b>67.715</b>	<b>17.052</b>	<b>405.627</b>	<b>74.620</b>	<b>16.822</b>	<b>401.211</b>	<b>94.042</b>	<b>16.699</b>	<b>381.532</b>	<b>114.442</b>
Gubernamental	Capital	1.748	81.932	10.166	1.715	86.526	15.692	1.769	87.356	20.835	909	91.698	22.336
	Interior	3.691	59.375	8.178	4.184	60.263	11.480	4.385	59.539	15.140	2.672	56.731	22.418
	<b>Total</b>	<b>5.439</b>	<b>141.307</b>	<b>18.344</b>	<b>5.899</b>	<b>146.789</b>	<b>27.171</b>	<b>6.154</b>	<b>146.895</b>	<b>35.976</b>	<b>3.581</b>	<b>148.429</b>	<b>44.754</b>
Alumbrado Público	Capital		68.211	9.908		72.649	18.848		74.619	19.318		76.053	23.200
	Interior		49.097	17.724		51.048	22.051		52.033	38.718		53.018	44.381
	<b>Total</b>		<b>117.308</b>	<b>27.632</b>		<b>123.697</b>	<b>40.899</b>		<b>126.652</b>	<b>58.036</b>		<b>129.071</b>	<b>67.581</b>
<b>Total Nacional</b>	<b>Capital</b>	<b>324.464</b>	<b>2.272.059</b>	<b>351.164</b>	<b>337.284</b>	<b>2.302.409</b>	<b>488.725</b>	<b>333.455</b>	<b>2.258.666</b>	<b>621.284</b>	<b>334.968</b>	<b>2.179.004</b>	<b>699.963</b>
	<b>Interior</b>	<b>596.864</b>	<b>2.174.525</b>	<b>356.188</b>	<b>622.295</b>	<b>2.196.846</b>	<b>460.697</b>	<b>630.993</b>	<b>2.142.082</b>	<b>595.855</b>	<b>641.310</b>	<b>2.132.384</b>	<b>666.937</b>
	<b>Total</b>	<b>921.328</b>	<b>4.446.584</b>	<b>707.352</b>	<b>959.579</b>	<b>4.499.255</b>	<b>949.422</b>	<b>964.448</b>	<b>4.400.748</b>	<b>1.217.138</b>	<b>976.278</b>	<b>4.311.388</b>	<b>1.366.900</b>
<b>EXPORTACIÓN</b>													
ERIDAY-UTE			12.925	1.941		3.145	1.268		6.392	2.521		3.291	1.973
Resto			608.465	32.652		636.287	38.743		667.162	34.253		617.476	35.700
<b>Total Exportación</b>			<b>621.390</b>	<b>34.593</b>		<b>639.432</b>	<b>40.011</b>		<b>673.554</b>	<b>36.773</b>		<b>620.767</b>	<b>37.673</b>
<b>Total</b>			<b>5.067.974</b>	<b>741.945</b>		<b>5.138.687</b>	<b>989.433</b>		<b>5.074.302</b>	<b>1.253.912</b>		<b>4.932.155</b>	<b>1.404.573</b>

FUENTE: ANDE.

### IV.3.5.1. Clientes facturados

En la siguiente tabla se ha indicado la evolución de los clientes facturados desde el año 1999 hasta el 2003. En términos generales se observa un crecimiento positivo. Sin embargo se ha venido dando una disminución en el ritmo de crecimiento en 2001 y 2002 no siendo así en el 2003 donde se observa un leve incremento del 1,2% respecto al año anterior.

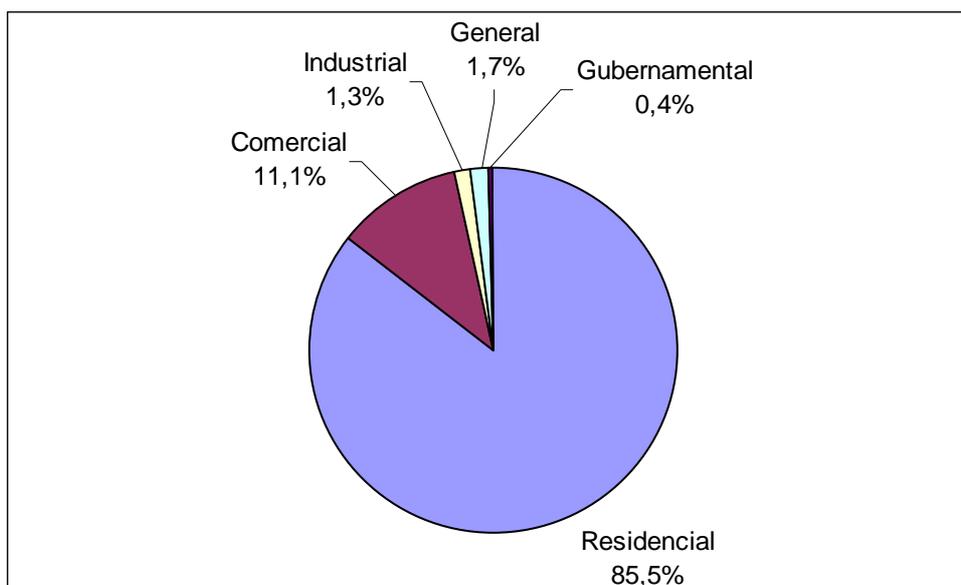
**Cuadro 21.- Evolución del número de clientes facturados. 2002 - 2003**

		1999	2000	%	2001	%	2002	%	2003	%
<b>Residencial</b>	Capital	252.448	262.488	4,0%	275.533	5,0%	273.645	-0,7%	277.326	1,3%
	Interior	466.711	513.559	10,0%	537.431	4,6%	546.048	1,6%	557.875	2,2%
	Total	719.159	776.047	7,9%	812.964	4,8%	819.693	0,8%	835.201	1,9%
<b>Comercial</b>	Capital	50.338	49.515	-1,6%	49.178	-0,7%	47.504	-3,4%	46.286	-2,6%
	Interior	58.562	61.836	5,6%	61.951	0,2%	62.045	0,2%	61.727	-0,5%
	Total	108.900	111.351	2,3%	111.129	-0,2%	109.549	-1,4%	108.013	-1,4%
<b>Industrial</b>	Capital	3.087	3.047	-1,3%	3.082	1,1%	2.977	-3,4%	3.132	5,2%
	Interior	8.525	9.064	6,3%	9.453	4,3%	9.253	-2,1%	9.652	4,3%
	Total	11.612	12.111	4,3%	12.535	3,5%	12.230	-2,4%	12.784	4,5%
<b>General</b>	Capital	7.506	7.666	2,1%	7.776	1,4%	7.560	-2,8%	7.315	-3,2%
	Interior	7.848	8.714	11,0%	9.276	6,4%	9.262	-0,2%	9.384	1,3%
	Total	15.354	16.380	6,7%	17.052	4,1%	16.822	-1,3%	16.699	-0,7%
<b>Gubernamental</b>	Capital	1.553	1.748	12,6%	1.715	-1,9%	1.769	3,1%	909	-48,6%
	Interior	3.189	3.691	15,7%	4.184	13,4%	4.385	4,8%	2.672	-39,0%
	Total	4.742	5.439	14,7%	5.899	8,5%	6.154	4,3%	3.581	-41,8%
<b>Total</b>	Capital	314.932	324.464	3,0%	337.284	4,0%	333.455	-1,1%	334.968	0,5%
	Interior	544.835	596.864	9,5%	622.295	4,3%	630.993	1,4%	641.310	1,6%
	Total	859.767	921.328	7,2%	959.579	4,2%	964.448	0,5%	976.278	1,2%

FUENTE: ANDE.

En el año 2003 hubo 976.278 clientes, de los cuales el 34,3% pertenecían a la capital y el restante 65,7% al interior. La composición de los clientes facturados por categoría fue la indicada en la siguiente gráfica. El 85,5% fueron clientes residenciales siendo un 11,1% de comerciales y un 1,3% de industriales.

**Gráfico 13.- Composición de clientes facturados (%)**



#### IV.3.5.2. Energía facturada

Se presenta en la siguiente tabla la energía vendida por categorías. En general, el año 2003 ha significado una disminución de la energía facturada respecto al 2002 debido a un aumento notable de las pérdidas.

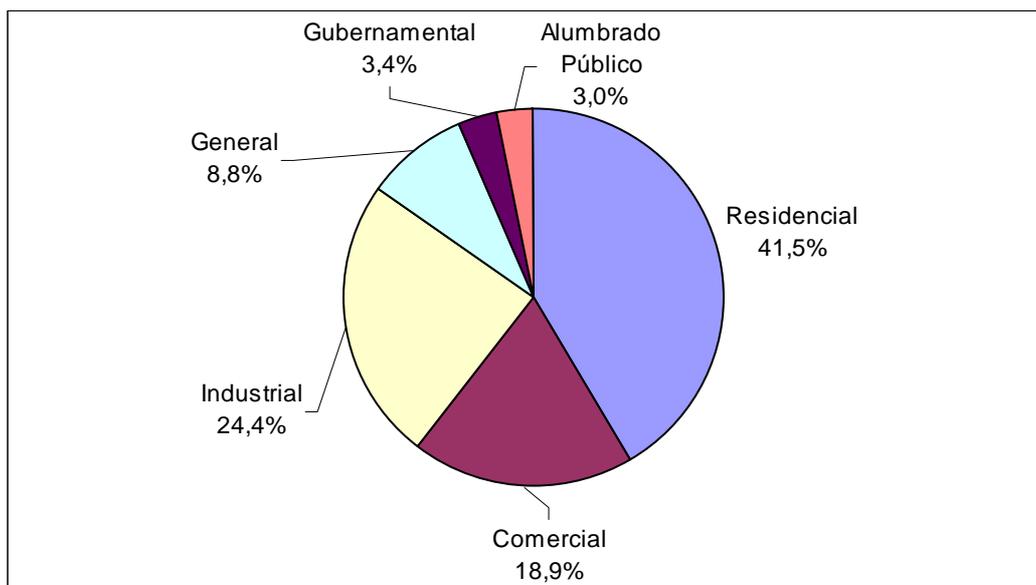
**Cuadro 22.- Evolución de la energía facturada. 2000 – 2003 (MWh)**

	2000	2001	2002	2003
<b>Nacional</b>				
Residencial	2.025.445	2.019.211	1.931.245	1.787.699
Comercial	848.080	887.166	869.788	813.516
Industrial	877.866	916.765	924.957	1.051.141
General	436.578	405.627	401.211	381.532
Gubernamental	141.307	146.789	146.895	148.429
Alumbrado Público	117.308	123.697	126.652	129.070
<b>Total Nacional</b>	<b>4.446.584</b>	<b>4.499.255</b>	<b>4.400.748</b>	<b>4.311.387</b>
<b>Exportación</b>				
ERIDAY-UTE	12.925	3.145	6.392	3.291
Resto	608.465	636.287	667.162	617.476
<b>Total Exportación</b>	<b>621.390</b>	<b>639.432</b>	<b>673.554</b>	<b>620.767</b>
<b>Total</b>	<b>5.067.974</b>	<b>5.138.687</b>	<b>5.074.302</b>	<b>4.932.154</b>

FUENTE: ANDE.

La composición del consumo nacional por sectores se evalúa para el año 2003. En este año, el sector residencial supuso el 41,5% del total. Después se situó el sector industrial, con un 24,4% y el comercial con un 18,9%. En último lugar se encuentran el sector gubernamental, con un 3,4% y el alumbrado público, con un 3,0%. Dentro de la categoría que se ha denominado General se han agrupado los consumidores indefinidos.<sup>3</sup>

**Gráfico 14.- Composición del consumo nacional por sectores**

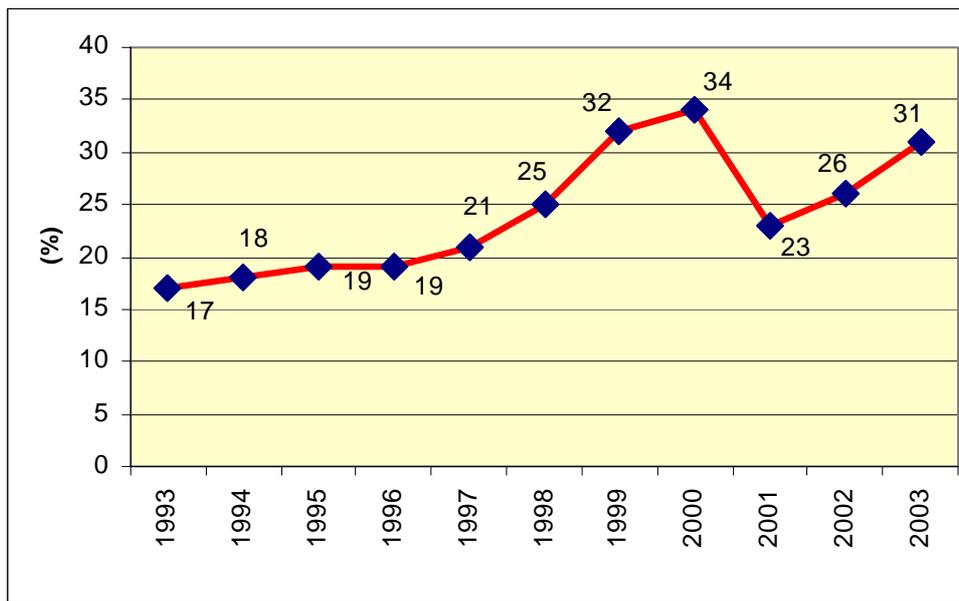


#### IV.3.5.3. Morosidad

El índice de morosidad indica el porcentaje de las facturaciones que no ha sido cobrada relacionando las cuentas por cobrar a consumidores y los ingresos por venta de energía. En la última década ha sufrido un incremento cuyo máximo se dio en el 2000. Tras un descenso importante en el año 2001 ha experimentado de nuevo un crecimiento en los años 2002 y 2003.

<sup>3</sup> Dentro de la categoría denominada General, se ha incluido a la concesionaria CLYFSA. Durante 2003 la ANDE le entregó 41.264 MWh por un valor de 6.680.059 mil Gs.

**Gráfico 15.- Índice de morosidad**



FUENTE: ANDE.

#### **IV.3.5.4. Cobertura Nacional**

Según los datos facilitados por la ANDE, la cobertura nacional de energía eléctrica es del 82,7% de la población. El crecimiento en la cobertura que ha tenido lugar en los últimos años, se ha visto frenado durante los años 2002 y 2003 habiendo sido superado por el crecimiento vegetativo.

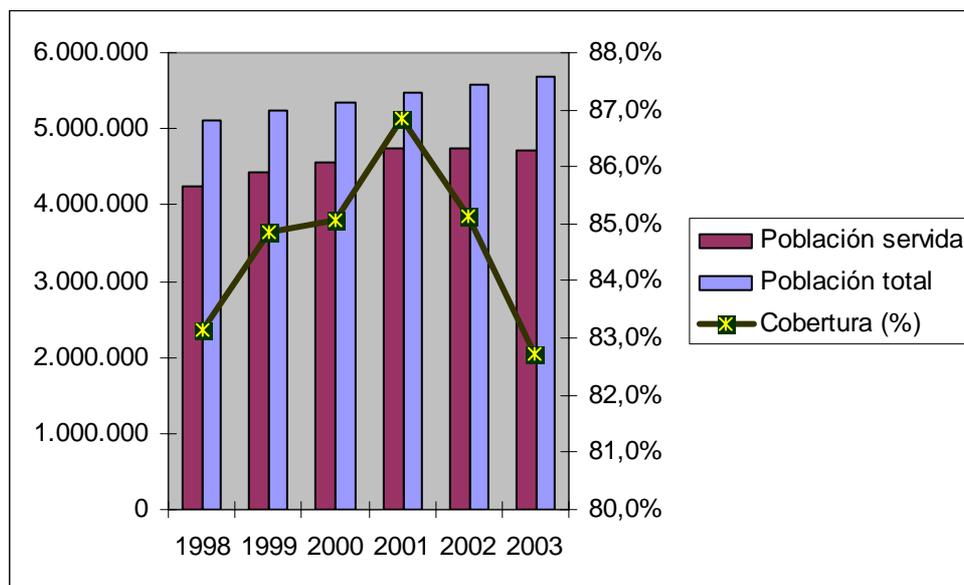
**Cuadro 23.- Cobertura nacional de la ANDE. 1998 - 2003**

Año	Población servida	Población total	Cobertura (%)
1998	4.249.555	5.110.979	83,1%
1999	4.436.742	5.228.532	84,9%
2000	4.550.260	5.348.788	85,1%
2001	4.752.128	5.471.810	86,8%
2002	4.743.600	5.571.219	85,1%
2003	4.711.622	5.696.093	82,7%

NOTA: Cifras estimadas a 31 de diciembre de cada año.

FUENTE: ANDE.

**Gráfico 16.- Cobertura nacional de la ANDE**



#### IV.3.5.5. Consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica por habitante creció hasta el año 2000, situándose en 841 kWh por habitante. A partir de ese año decreció hasta situarse en 765 kWh por habitante en 2003.

**Cuadro 24.- Consumo de energía eléctrica por habitante**

<b>Año</b>	<b>Consumo Nacional (kWh)</b>	<b>Población total</b>	<b>Energía por habitante (kWh/hab.)</b>
1998	3.945.541.025	5.053.198	781
1999	4.306.624.621	5.169.421	833
2000	4.446.582.721	5.288.318	841
2001	4.499.252.922	5.409.949	832
2002	4.400.748.922	5.509.812	799
2003	4.311.387.516	5.633.310	765

NOTA: Cifras estimadas a 30 de junio de cada año.

FUENTE: ANDE.

## IV.4. TARIFAS

### IV.4.1. EVOLUCIÓN

El artículo 88 de la ley nº 966 del 12 de agosto de 1964 establece la base a tener en cuenta para la fijación de las tarifas. Las tarifas se fijarán en base al **presupuesto de explotación** de modo que genere un **ingreso neto anual** no inferior al 8% ni superior al 10% de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio.

En el análisis económico-financiero dedicado a la ANDE se pone de manifiesto que, al contrario, de lo previsto en la ley nº 966, las tarifas no han generado el ingreso neto anual previsto. Esto ha provocado un **“déficit tarifario”** o **insuficiencia de rentabilidad**, cuyo volumen acumulado en 2002, ha alcanzado la cifra de 2.233 miles de millones de guaraníes.

El análisis del **comportamiento histórico** de las tarifas pone de manifiesto la existencia de dos **períodos diferenciados**:

En el primer período (1989-1994) se aprecia una importante caída del precio medio de la electricidad en términos reales, pues mientras que el precio medio de la electricidad en términos corrientes creció un 111,2% para el conjunto del período, la tasa de inflación lo hizo en un 247,3%.<sup>4</sup>

En el segundo período (1995-2002), el precio medio de la electricidad recupera posiciones en términos reales, dado que este precio en términos corrientes aumenta muy por encima de la tasa de inflación:

% variación precio medio electricidad	289,9
% variación Inflación	106,5

Por tanto, en este segundo período, la política de precios de la electricidad ha sido más realista, lo que ha obligado a todos los agentes a hacer un esfuerzo notable en una situación de estancamiento económico y pérdida de poder adquisitivo de las familias paraguayas.

<sup>4</sup> En ese mismo período, la ANDE planteó revisiones tarifarias por un valor acumulado (89-94) de un 505,0%, mientras que el Gobierno aprobó subidas cuyo valor acumulado fue, como ya hemos citado, de un 111,2%.

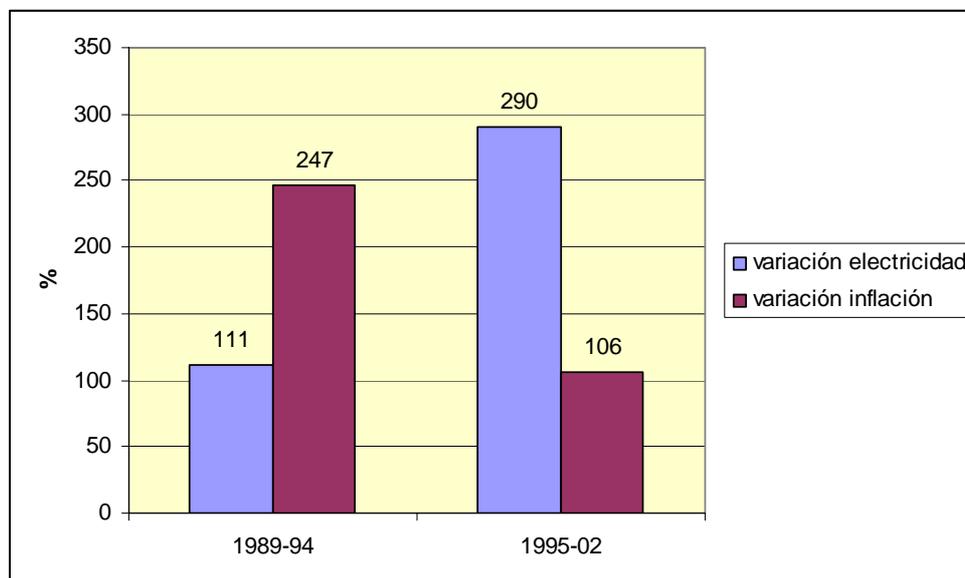
Si fijamos nuestra atención en los últimos tres años (2000-2002), podemos observar como el precio de la electricidad ha subido más que el de otros productos/servicios básicos como el agua, el gasoil y el pasaje.<sup>5</sup>

Un hecho a destacar durante 2002, es la modificación de la **estructura tarifaria** de los diferentes grupos de consumo en baja tensión que permitió un reajuste que se tradujo en una **subvención** a familias con menores ingresos.

En los niveles de media/alta tensión (básicamente utilizaciones industriales, grandes consumidores) se puso en funcionamiento una **tarifa horaria** con discriminación del precio en función del período (punta/fuera de punta). Este tipo de tarifa ha obligado a instalar un sistema de medición para diferenciar los consumos de energía y de potencia en horas punta y fuera de punta. Con esta **política de tarifas**, la ANDE pretende “orientar” a los consumidores en la utilización racional/eficiente de la electricidad.

La ANDE deberá seguir profundizando en este tipo de tarifas de tal manera que permita llevar a cabo una verdadera política de **gestión de la demanda**, sobre todo entre los mayores consumidores de electricidad. Las **tarifas horarias de potencia**, con discriminación por niveles de tensión, tipos de días y períodos horarios pueden ser mecanismos interesantes para aplanar la **curva de carga** y posibilitar a los grandes consumidores la reducción de su factura eléctrica.

**Gráfico 17.- Evolución de la tarifa eléctrica y de la inflación**



<sup>5</sup> La gran subida de la tarifa de teléfono se debe a su bajo nivel de partida en 2000.

**Cuadro 25.- Revisiones de subidas de la tarifa eléctrica e inflación**

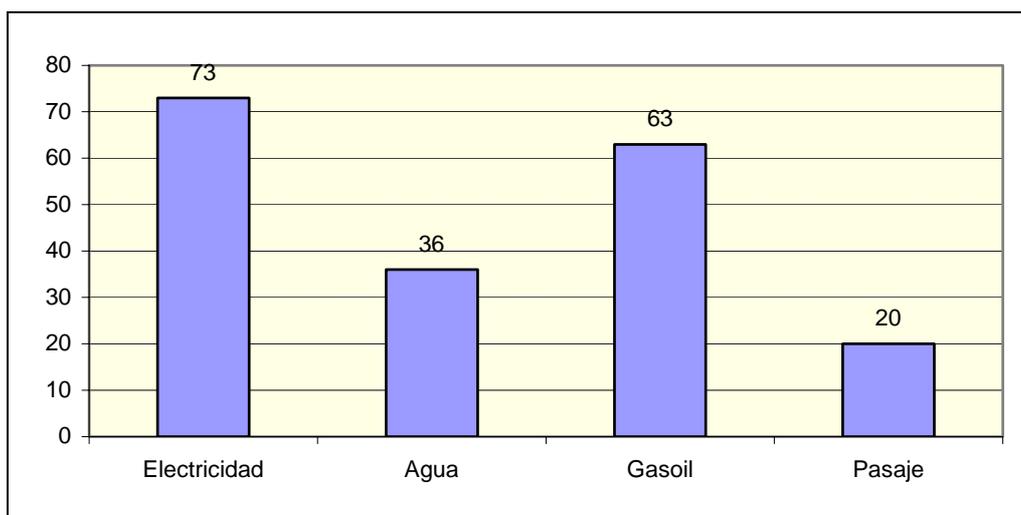
	Revisión solicitada (%)	Revisión aprobada (%)	Inflación (%)
1989	80,00	25,00	28,5
1990	71,00 34,80	10,00 20,00	44,1
1991		--	11,8
1992		--	17,8
1993	24,80	9,80	20,4
1994	16,83	16,60	18,3
1995	17,51	17,51	10,5
1996	17,37	17,37	8,2
1997	17,37	12,00	6,0
1998	30,00	17,00	14,6
1999	27,87	--	5,4
2000		25,00	8,6
2001	36,00	25,25	8,4
2002	58,00	37,80	14,6

FUENTE: ANDE y BCP.

**Cuadro 26.- Tarifas y Precios de Servicios Básicos (1990 = 100)**

	Electricidad	Agua	Teléfono	Gasoil	Pasaje
<b>2000</b>	359,8	408,0	190,8	440,4	616,6
<b>2001</b>	484,5	523,0	494,3	584,7	693,6
<b>2002</b>	623,8	556,8	633,3	718,9	741,8
<b>% variación</b>	73,4	36,5	231,9	63,2	20,3

FUENTE: BCP; Informe Económico; mayo 2003.

**Gráfico 18.- Evolución tarifas/precios servicios básicos 2000 – 2002**

#### IV.4.2. LOS NIVELES DE PRECIOS ELÉCTRICOS EN MERCOSUR Y PAÍSES ASOCIADOS

Según OLADE (Sistema de Información Económica Energética; SIEE), en Junio de 2002, Argentina registró los niveles de precios de la electricidad más bajos respecto a los observados en el resto de países de MERCOSUR y países asociados (Chile y Bolivia). En esa misma fecha, **Paraguay** era el país, después de Argentina, con **precios eléctricos más bajos**.

En el lado opuesto (país con precios eléctricos más altos) se encuentra **Uruguay**, cuyos niveles casi duplicaron los de Paraguay.

En el caso de Paraguay sería razonable que sus precios eléctricos estén en niveles similares a los de las empresas del Brasil, debido a la existencia de una estructura de generación similar en ambos países (predominio de la hidráulica).

Cuando la **deuda** de las empresas binacionales (principalmente Itaipú) esté totalmente **cancelada**, Paraguay dispondrá de una electricidad con un coste de generación de los más bajos, no sólo de MERCOSUR, sino también del mundo. En este caso, además, la **no-diversificación** de la generación significa **menor vulnerabilidad** eléctrica, así como mayor **independencia energética**, y, por tanto, mayor **seguridad en el suministro**.

**Cuadro 27.- Los precios de la electricidad en MERCOSUR y países asociados. Junio 2002 (céntimos de dólares USA/kWh)**

	<b>Residencial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Industrial</b>
<b>Argentina</b>	2,90	3,66	1,71
<b>Brasil</b>	9,00	7,56	3,83
<b>Paraguay</b>	5,16	5,48	3,46
<b>Uruguay</b>	11,19	9,76	5,54
<b>Bolivia</b>	5,80	9,16	4,57
<b>Chile</b>	8,09	7,74	5,38

FUENTE: OLADE; Sistema de Información Económica Energética (SIEE).

**Cuadro 28.- Niveles de precios eléctricos en MERCOSUR y países asociados. Junio 2002 (Paraguay = 100)**

	<b>Residencial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Industrial</b>
<b>Argentina</b>	56,2	66,8	49,4
<b>Brasil</b>	174,4	138,0	110,7
<b>Uruguay</b>	216,9	178,1	160,1
<b>Bolivia</b>	112,4	167,2	132,1
<b>Chile</b>	156,8	141,2	155,5

FUENTE: OLADE; Sistema de Información Económica Energética (SIEE).

## **IV.5. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS DE LA ANDE**

### **IV.5.1. INTRODUCCIÓN**

En este apartado se realiza un breve análisis de los principales aspectos económico – financieros de la ANDE. Para ello se ha construido un conjunto de indicadores que nos permiten valorar aspectos relevantes de la ANDE como la evolución de su rentabilidad (ventas, económica y financiera) y la de su solvencia, garantía y autonomía financiera.

Como factores explicativos más importantes de la evolución y magnitud de tales indicadores, también se analizan la evolución de las tarifas (precios medios de venta de la electricidad), el coste de las compras de energía, los costes de generación, transporte y distribución y la evolución del tipo de cambio (dólar USA “vs” guaraní). También se mencionan las pérdidas en transporte y distribución y la morosidad como elementos explicativos de los resultados económicos - financieros de la ANDE.

### **IV.5.2. PRINCIPALES ASPECTOS ECONÓMICO – FINANCIEROS DE LA ANDE**

Durante los últimos años, la ANDE ha registrado unos resultados netos de explotación negativos.<sup>6</sup> Si centramos nuestro análisis en los últimos tres ejercicios de la ANDE (2000-2002) dichos resultados fueron negativos en algo más de 43 mil millones de guaraníes en 2000 y crecieron hasta casi 121 mil millones de guaraníes en 2002 (pérdidas de explotación). Sin embargo, al cierre del año 2003 se arrojó una ganancia operativa de 383,9 mil millones de guaraníes.

---

<sup>6</sup> Esta tendencia se rompe en 2003, gracias a una buena gestión realizada con las compras de energía (Itaipú).

**Cuadro 29.- Variaciones de las ventas y pérdidas**

	<b>% VARIACIÓN 2002/2000</b>	<b>% VARIACIÓN 2003/2000</b>
<b>Ventas (Ingreso de explotación)</b>	70,6	93
<b>Pérdidas (Ingreso neto de explotación)</b>	178,2	-983

A pesar del importante avance de las ventas, las pérdidas se multiplicaron por 2,78 entre 2000 y 2002. La causa principal, como veremos más adelante, se encuentra en el importante encarecimiento de la compra de energía, explicable, a su vez, por la depreciación del guaraní respecto al dólar USA.<sup>7</sup> El valor medio anual de esta última moneda respecto al guaraní creció en un 64% entre 2000 y 2002 y un 83% entre 2000 y 2003.

Los resultados negativos obtenidos por la ANDE dan como producto unos indicadores de rentabilidad económica y financiera de igual signo, habiéndose, incluso, deteriorado dichos indicadores en 2002 respecto a lo observado en 2000.

Una rentabilidad económica negativa puede indicar una cierta ineficacia o dificultad en la gestión de los aprovisionamientos y de otros gastos de explotación.<sup>8</sup>

Por otra parte, la rentabilidad financiera negativa de la ANDE significa dificultad/ausencia de autofinanciación.

Esta rentabilidad financiera negativa también significa una reducción de los activos y de los fondos propios (descapitalización) lo que, a su vez, implica una pérdida de autonomía financiera.

La ANDE puede encontrarse que, ante una situación de no generación de recursos propios, sólo le queda el recurso al crédito ajeno, aunque este se torna cada vez más difícil, por la pérdida de confianza (y de garantías) de los acreedores en la ANDE.

Así pues, las pérdidas reducen los activos y los fondos propios, y por ello, afecta negativamente al ratio de solvencia y al coeficiente de garantía/autonomía financiera de la ANDE. En el análisis de estos indicadores se aprecia un deterioro de sus ratios de solvencia y garantía financiera. Esta última ha pasado de 1,03 en 2000 a 0,57 en 2002, lo que significa que por cada

<sup>7</sup> Esta depreciación también ha afectado al volumen de la deuda financiera y al coste del servicio (intereses) de dicha deuda.

<sup>8</sup> Más adelante nos detendremos en estos aspectos (tarifas, compras de energía, costes de generación, transporte y distribución).

guaraní adeudado, la ANDE dispone de 0,57 guaraníes de recursos propios. Evidentemente esto último significa un deterioro de su autonomía financiera.

Sin embargo esta situación ha mejorado en el periodo 2003 pasando de 0,57 a 0,85 guaraníes de recursos propios, lo que significa una cierta mejoría de la autonomía financiera en este último año.

**Cuadro 30.- Principales ratios económicos – financieros de la ANDE**

	2000	2001	2002	2003
<b>Rentabilidad ventas (1)</b>	-5,8	-4,5	-9,4	26,5
<b>Rentabilidad económica (2)</b>	-1,4	-1,2	-2,6	8,0
<b>Rentabilidad financiera (3)</b>	-2,0	-1,8	-5,1	21,1
<b>Solvencia corto plazo (4)</b>	0,64	1,19	0,88	1,41
<b>Coefficiente garantía/solvencia (5)</b>	2,04	1,97	1,57	1,85
<b>Autonomía financiera (6)</b>	1,03	0,96	0,57	0,85
<b>Endeudamiento corto plazo (7)</b>	0,38	0,19	0,34	0,19
<b>Endeudamiento largo plazo (8)</b>	0,59	0,85	1,41	0,99

(1) Ingreso neto de explotación/Ingresos explotación x 100.

(2) Resultado neto explotación/inversión inmovilizada x100.

(3) Resultado neto explotación/fondos propios x 100.

(4) Activo circulante/pasivo circulante (corriente).

(5) Activo total neto/deudas totales.

(6) Fondos propios/deudas totales.

(7) Pasivo circulante/fondos propios.

(8) Pasivo largo plazo/fondos propios.

FUENTE: ANDE y elaboración propia.

**Cuadro 31.- Datos para el cálculo de ratios económico-financieros de la ANDE (millones de Guaraníes)**

	2000	2001	2002	2003
<b>Ventas (Ingreso de explotación)</b>	750.903	1.005.423	1.281.298	1.449.806
<b>Resultado neto (Ingreso neto)</b>	-43.475	-45.501	-120.959	383.898
<b>Inversión inmovilizada</b>	3.042.489	3.723.964	4.706.284	4.815.496
<b>Activo total neto</b>	4.192.113	5.098.033	6.593.230	6.735.718
<b>Fondos propios (1)</b>	2.122.072	2.489.069	2.387.553	3.084.488
<b>Activo circulante (2)</b>	521.665	564.614	716.264	814.626
<b>Pasivo circulante</b>	810.410	475.018	818.436	579.182
<b>Pasivo largo plazo</b>	1.246.689	2.117.913	3.371.870	3.056.688
<b>Deudas Totales</b>	2.057.099	2.592.931	4.190.306	3.635.870

(1) Equivalente a patrimonio neto.

(2) Equivalente activo/pasivo corriente o a corto plazo.

FUENTE: ANDE.

#### IV.5.3. PRINCIPALES RAZONES EXPLICATIVAS DE LOS RESULTADOS ECONÓMICOS FINANCIEROS OBSERVADOS POR LA ANDE

Una razón clave para entender los resultados negativos de la ANDE es el “crónico déficit” tarifario que viene arrastrando y que se manifiesta con ratios de rentabilidad negativa a partir del año 1997. En los años 1997 y 1998 la relación tarifa/costo marginal a largo plazo alcanza sus porcentajes más bajos:

1997	48,0%
1998	42,1%

Posteriormente la relación anterior mejora en los años 1999-2000, para, de nuevo, caer en el bienio 2001-2002.

1999	57,4%
2000	67,4%
2001	58,8%
2002	50,0%

Para el año 2003 hay una recuperación debido a la incidencia de la apreciación del guaraní respecto al dólar americano.

2003	63,0%
------	-------

En base a los artículos 88, 89 y 90 de la Ley nº 966 del 12 de agosto de 1964, donde se establece que las tarifas deberán fijarse de forma que generen un ingreso neto anual no inferior al 8% ni superior al 10% de la inversión inmovilizada vigente en cada ejercicio, la ANDE calcula una insuficiencia del ingreso neto real, cuya cuantía acumulada en 2002 ascendía a 2.233 miles de millones de guaraníes. Para 2002, dicha insuficiencia de rentabilidad fue de 387 miles de millones guaraníes.

Inversión Inmovilizada		4.706 x 10 <sup>9</sup> guaraníes
Ingreso neto de Explotación		-121 x 10 <sup>9</sup> guaraníes
Rto. (%) del ingreso neto sobre Inversión inmovilizado		-2,6%
(A)	8% inversión inmovilizada	276 x 10 <sup>9</sup> guaraníes
(B)	-2,6% inversión inmovilizada	-121 x 10 <sup>9</sup>
<b>(A) – (B)</b>	<b>Insuficiencia Rentabilidad</b>	<b>397 x 10<sup>9</sup> guaraníes</b>

Cabe destacar que en el 2003 se obtuvo una tasa de rentabilidad positiva del 7,9%, si bien el valor de esta rentabilidad resulta aún insuficiente para compensar la insuficiencia de rentabilidad acumulada por la ANDE.

Los cálculos para obtener los datos de rentabilidad del año 2003 se exponen a continuación:

Inversión Inmovilizada		4.867 x 10 <sup>9</sup> guaraníes
Ingreso neto de Explotación		384 x 10 <sup>9</sup> guaraníes
Rto. (%) del ingreso neto sobre Inversión inmovilizado		7,89%
(A)	8% inversión inmovilizada	389 x 10 <sup>9</sup> guaraníes
(B)	7,89% inversión inmovilizada	384 x 10 <sup>9</sup>
<b>(A) – (B)</b>	<b>Insuficiencia Rentabilidad</b>	<b>5 x 10<sup>9</sup> guaraníes</b>

La ANDE, con el fin de “congelar” el volumen de insuficiencia de rentabilidad acumulado e incluso de recuperarlo ha propuesto ajustes anuales de tarifas en línea con lo previsto en los artículos mencionados de la Ley nº 966. En general, se puede afirmar que los ajustes aprobados por el gobierno se han situado sistemáticamente por debajo de los solicitados por la ANDE.

Durante el año 2003, la ANDE no registró ajustes en las tarifas de energía eléctrica debido principalmente, al cambio sustancial en la modalidad de compra de energía eléctrica de Itaipú y a la depreciación del dólar.

Producto de los ajustes (aumentos) aplicados a las tarifas, el precio medio de la electricidad creció en un 99% durante los años 2000 – 2003, correspondiendo a la tarifa media residencial el mayor aumento (103%).

En este periodo cabe señalar el importante esfuerzo que ha tenido que realizar el consumidor paraguayo para hacer frente al reto de congelar/disminuir la histórica insuficiencia de rentabilidad. También es necesario señalar que, a pesar del avance de las tarifas en 2002/2001, la ANDE ha profundizado el agujero de las pérdidas, alcanzando un resultado neto negativo de 121 millones de guaraníes. Habrá que mencionar, por tanto, otros componentes de la cuenta de explotación de la ANDE para explicar el sustancial avance de las pérdidas. Entre estos se encuentran las compras de energía como gasto de explotación más importante y que más ha crecido en el bienio 2001-2002. Estas compras aumentaron en casi un 53% durante 2001-2002. En estos años los ingresos de explotación se incrementaron en algo más de un 27%. Es decir, si en 2001 los ingresos de explotación fueron un 51,1% superior al coste de las compras de energía, en 2002 dicho porcentaje fue tan sólo de un 25,9% superior. En otras palabras, en 2002, los ingresos de explotación apenas cubrieron el coste de las compras de energía, quedando, por tanto, un margen insuficiente para hacer frente al resto de los gastos de explotación, a pesar de que, en la mayoría de los casos, estos últimos observaron tasas de incremento negativas.

Sin embargo, en el 2003 se logró un resultado neto positivo de 384 millones de guaraníes. Si se analizan los gastos de explotación de este último año se observa un comportamiento de signo contrario al registrado en el 2002. Este resultado explica que los ingresos de explotación en el año 2003 superaran a las compras de energía en un 172,4%, siendo este mismo porcentaje de tan solo un 25,9% en 2002.

**Cuadro 32.- Evolución de los gastos de explotación**

	% var. 02/01	% var. 03/02
Energía comprada	52,9	-47,7
Generación	-5,4	10,4
Transporte	-10,1	11,1
Distribución	-6,1	30,6
Amortización	12,9	52,6
Otros gasto de explotación	-7,7	35,0

FUENTE: ANDE y elaboración propia.

**Cuadro 33.- Evolución de ingresos por ventas y compras de energía**

	% var. 02/01	% var. 03/02
ingresos ventas	26,1	12,6
compras energía	52,9	-47,7
tipo cambio (1)	39,2	12,0

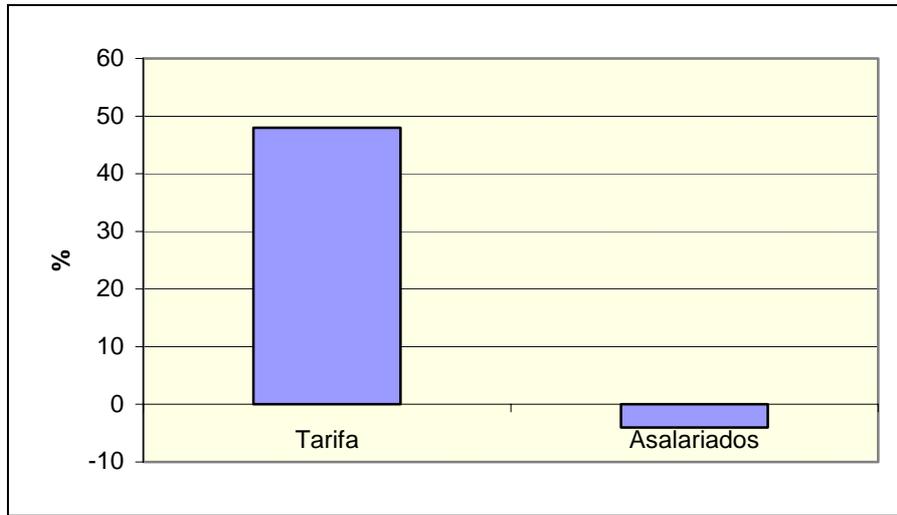
(1) Dólar USA “vs” guaraníes. Promedio año 2002 respecto a promedio 2001.

FUENTE: ANDE, BCP y elaboración propia.

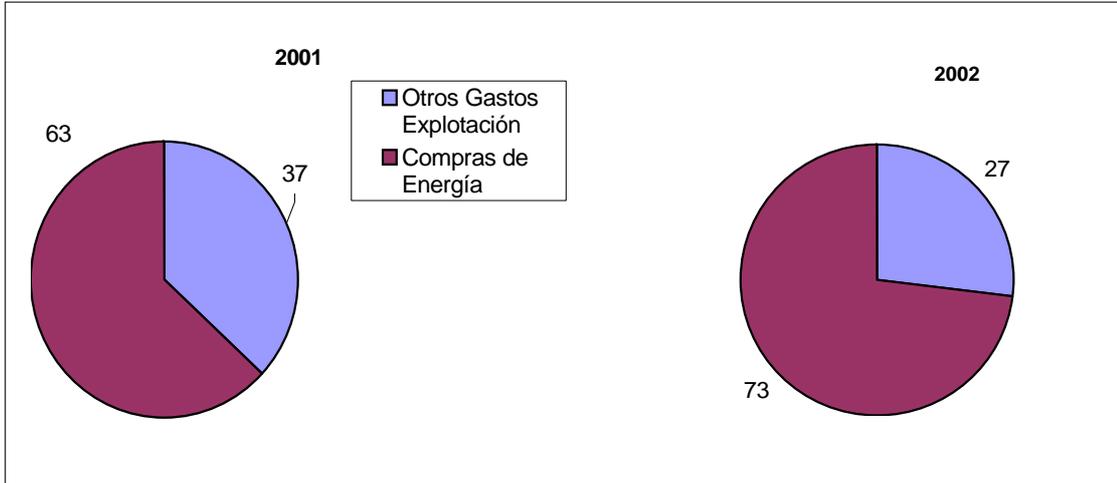
El esfuerzo que ha tenido que hacer el consumidor paraguayo durante los años 2000-2003 queda reflejado en la evolución de las tarifas eléctricas. El avance de estas, junto a la crisis económica, explica el retroceso del consumo de electricidad en esos años en aproximadamente un 3%.

Durante 2000-2002, las tarifas aumentaron de manera significativa en términos constantes (algo más de un 46% la tarifa media y un 48,1% la tarifa media para usos domésticos). Es importante recordar que, en ese mismo periodo, la economía nacional prácticamente se estancó (algo más de un 0,3%), la actividad industrial retrocedió casi en un 2%, mientras que la remuneración de los asalariados en términos constantes cayó casi un 4%.

**Gráfico 19.- Evolución de la tarifa media para usos domésticos y de la remuneración de los asalariados 2000-2002 (Términos Constantes)**



**Gráfico 20.- Estructura de los gastos de explotación**



**Cuadro 34.- Evolución de las tarifas medias (Guaraníes/kWh)**

	2000	2001	2002	% var. 02/00	2003	% var. 03/00
<b>Residencial</b>	171,35	232,10	299,66	74,9	348,43	103
<b>Comercial</b>	175,85	230,30	300,10	70,7	353,11	101
<b>Industrial</b>	111,02	146,10	198,22	78,5	219,98	98
<b>TARIFA MEDIA</b>	159,07	211,07	275,21	73,0	317,04	99

FUENTE: ANDE.

**Cuadro 35.- Evolución de índices de precios implícitos del PIB**

	2000	2001	2002
<b>C. Privado</b>	100,0	100,6	118,1
<b>PIB Servicios</b>	100,0	106,8	117,3
<b>PIB Industria</b>	100,0	107,4	123,6
<b>PIB Total</b>	100,0	101,6	118,4

FUENTE: Cuentas Nacionales; BCP y elaboración propia.

**Cuadro 36.- Evolución de las tarifas medias en términos constantes (Guaraníes/kWh)**

	2000	2001	2002	% var. 02/00
<b>Residencial (1)</b>	171,35	230,84	253,77	48,1
<b>Comercial (2)</b>	175,85	215,77,	255,86	45,5
<b>Industrial (3)</b>	111,02	136,00	160,31	44,4
<b>Tarifa Media (4)</b>	159,07	207,75	232,40	46,1

(1) Deflactor: Índice de precios implícitos de los gastos en consumo privado.

(2) Deflactor: Índice de precios implícitos del PIB de servicios.

(3) Deflactor: Índice de precios implícitos del PIB de la industria.

(4) Deflactor: Índice de precios implícitos del PIB total.

FUENTE: ANDE; BCP y elaboración propia.

**Cuadro 37.- Evolución de la remuneración de los asalariados en términos constantes**

	Índice
2000	100,0
2001	101,0
2002	96,1
% var. 02/01	-3,9

FUENTE: BCP y elaboración propia.

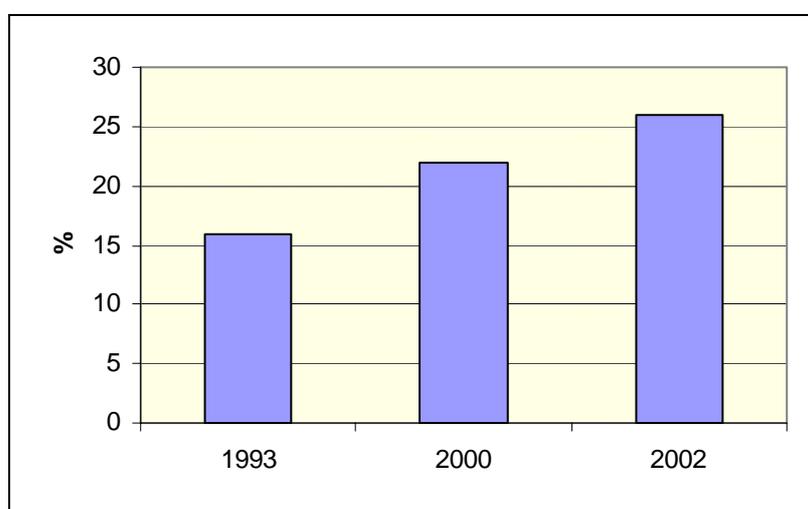
Otras razones que también explican los resultados negativos de la ANDE son las elevadas pérdidas en transporte y distribución y los niveles de morosidad alcanzados en los últimos años, agravados además, por la crisis económica y la pérdida de renta real por parte de las familias.

Las pérdidas del sistema eléctrico han crecido de manera significativa durante los últimos años, pasando de un 15,55% en 1993 a un 27,61% en 2003. En este último año, las pérdidas calculadas por la ANDE ascendieron a 1.883 GWh, siendo su distribución la siguiente:

Transporte	6,89%
Distribución	20,72%

Por su parte, los niveles anuales de morosidad se han situado entre un 7% - 10% en los últimos años alcanzando un porcentaje acumulado superior al 40% en 2002.

**Gráfico 21.- Evolución de las pérdidas del sistema eléctrico**



## IV.6. PRINCIPALES ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIEROS DE ITAIPÚ BINACIONAL

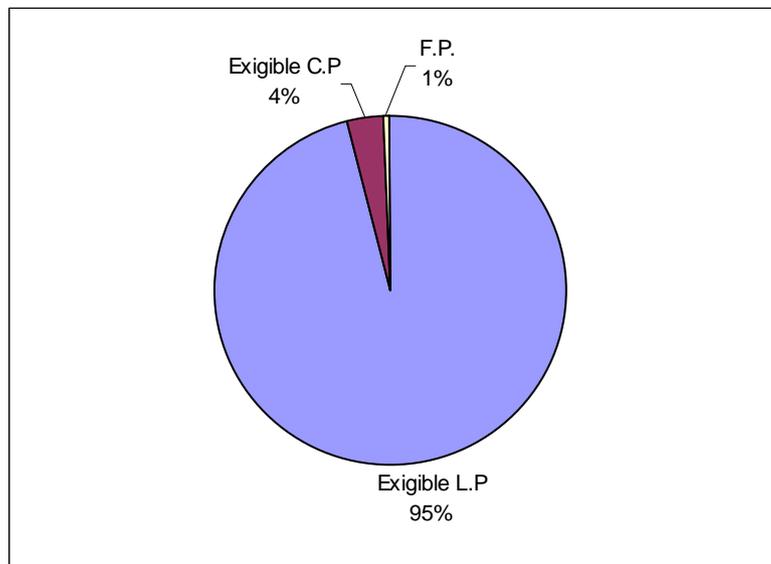
### IV.6.1. EL BALANCE DE ITAIPÚ BINACIONAL

Al 31-12-2002, el **activo total** de Itaipú Binacional (IB) ascendió a algo más de 19.000 millones de dólares USA, correspondiéndole al **activo fijo** (permanente) un valor de 17.565 millones de dólares USA.

En el **pasivo** de IB destaca la **deuda a largo plazo** (pasivo exigible a largo plazo), cuyo volumen superó los 18.200 millones de dólares USA. Por su parte, la **deuda a corto plazo** (pasivo circulante) fue de casi 681 millones de dólares USA. En esta última destaca el capítulo de préstamos y financiamientos (el 60% de la deuda a corto plazo).

En la **estructura del pasivo** destaca la **deuda a largo plazo** con una participación del 96%. Los **fondos propios** (capital social o patrimonio neto) apenas suponen el 0,5% del total del pasivo.

**Gráfico 22.- Estructura del pasivo de Itaipú Binacional. 2002.**



#### IV.6.2. LOS RESULTADOS DE ITAIPÚ BINACIONAL

Durante el 2002, los **ingresos operativos** de IB ascendieron a 2.530 millones de dólares USA, lo que supuso un avance del 1,3%. La distribución de estos ingresos fue la siguiente:

**Cuadro 38.- Ingresos operativos de Itaipú Binacional. 2002**

	millones de dólares USA	%
<b>ANDE (1)</b>	163	6,4
<b>ELECTROSUL (2)</b>	449	17,7
<b>FURNAS (2)</b>	1.885	74,5
<b>ELECTROBRAS (3)</b>	33	1,4
<b>TOTAL</b>	2.530	100,0

(1) Incluye reembolso de los costes de energía adicional a la garantizada (algo más de 2 millones de dólares USA).

(2) Incluye compensación por cesión de energía.

(3) Reembolso de los costes de energía adicional a la garantizada.

FUENTE: ITAIPU BINACIONAL.

En el apartado de **gastos operacionales** destacan los correspondientes a remuneración y resarcimiento con una cuantía de 439 millones de dólares USA en 2002. En el resto de gastos operacionales, la partida más importante es la correspondiente a **personal** (cerca de 145 millones de dólares). El ratio gastos de personal/nº de empleados fue de casi 45.112 dólares USA.<sup>9</sup>

El último gran capítulo de los gastos lo constituyen los correspondientes a los **financieros**. El saldo ingresos/gastos financieros fue de 1.009 millones de dólares USA.<sup>10</sup>

La diferencia entre los ingresos operacionales y los gastos operacionales más financieros produjo un **resultado operacional** de 860 millones de dólares USA

<sup>9</sup> En 2002, IB contaba con 3.207 empleados, de los cuales 1.744 paraguayos y el resto (1.463) brasileños.

<sup>10</sup> Las cargas de la deuda fueron de 1.271 millones de dólares USA.

que, una vez deducidos otros gastos no operacionales, originó un **resultado del ejercicio** de 857 millones de dólares USA.

Los **gastos financieros** son el capítulo más importante del conjunto de **gastos operacionales** pues representan más del 60%. Los **royalties** y los **gastos de personal** son otros conceptos del gasto operacional con una participación significativa: 19% (royalties) y casi 9% (personal).

Los valores económicos pagados por IB en razón del **uso del potencial hidráulico** (royalties) fueron de 317 millones de dólares USA en 2002, correspondiéndole a Paraguay el 50% (algo más de 158 millones de dólares USA). En los últimos cinco años (1998-2002) el valor acumulado de estos pagos fue de 1.726 millones de dólares USA (863 millones para Paraguay).

**Cuadro 39.- Royalties devengados por ITAIPÚ (millones dólares USA)**

1998	343,4
1999	354,6
2000	378,4
2001	332,0
2002	317,2

FUENTE: ITAIPÚ.

**Cuadro 40.- Estructura de los gastos operacionales. 2002**

	millones \$ USA	%
<b>Remuneración y resarcimiento</b>	<b>439</b>	<b>26,3</b>
Royalties	317	19,0
Compensación/cesión energía	57	3,4
Otros	65	3,9
<b>Otros gastos</b>	<b>221</b>	<b>13,2</b>
Personal	145	8,7
Otros	76	4,5
<b>Gastos financieros<sup>11</sup></b>	<b>1.009</b>	<b>60,5</b>
<b>TOTAL GASTOS OPERACIONALES</b>	<b>1.669</b>	<b>100,0</b>

FUENTE: IB y elaboración propia.

Los pagos efectuados en concepto de **remuneración y resarcimiento**<sup>12</sup> desde la entrada en funcionamiento de la central (1986-2002) ascendieron a 5.609,8 millones de dólares:

Paraguay	3.057,2 (54,5%)
Brasil	2.552,6 (45,5%)

En 2002, **Paraguay** percibió algo más de 268 millones de dólares USA, cuyo desglose fue el siguiente:

<sup>11</sup> Saldo gastos–ingresos.

<sup>12</sup> Incluye royalties, utilidades de capital, compensación por cesión de energía y resarcimiento de las cargas de administración y supervisión.

**Cuadro 41.- Ingresos por remuneración y resarcimiento. 2002**

	millones \$ USA	%
<b>Estado</b>	<b>239,2</b>	<b>89%</b>
Royalties	177,2	
Compensación/cesión energía	62,0	
<b>ANDE</b>	<b>29,4</b>	<b>11%</b>
Utilidades de capital	17,4	
Resarcimiento cargos admón./supervisión	12,0	
<b>TOTAL PARAGUAY</b>	<b>268,6</b>	<b>100%</b>

#### IV.6.3. EL ENDEUDAMIENTO DE ITAIPÚ BINACIONAL

Las inversiones realizadas por IB fueron financiadas con una cantidad “simbólica” de recursos propios y el resto con **recursos ajenos**<sup>13</sup>.

La deuda de IB al 31-12-2002, correspondiente a préstamos y financiamientos a corto y largo plazo (sin considerar los valores referentes a royalties renegociados), ascendía a 18.460 millones de dólares

**Cuadro 42.- Desglose de la deuda. 2002**

	millones \$ USA	%
Corto plazo	409	2,2
Largo plazo	18.051	97,8
<b>TOTAL DEUDA</b>	<b>18.460</b>	<b>100,0</b>

El principal **acreedor** de la deuda de IB es **ELETROBRAS** con 17.360 millones de dólares USA (el 94% del total de la deuda). El resto de acreedores son el **Tesoro Nacional Brasileño** (950 millones de dólares USA) y el **Banco**

<sup>13</sup> Recordemos que los fondos propios o capital social de IB son 100 millones de dólares USA, lo que equivale a un 0,6% del total del activo fijo (permanente).

**Nacional de Desarrollo Económico y Social** (BNDES; 149 millones de dólares USA).

Los **tipos de interés** aplicados a la mayoría de las líneas de crédito se sitúan entre un 4%-7,5% en el caso de ELETROBRAS; en un 12% para los créditos otorgados por BNDES y en un 5% para los correspondientes al Tesoro Nacional del Brasil.

La **deuda a largo plazo** de 18.051 millones de dólares (2002) será íntegramente **amortizada** en **febrero de 2023**, según el siguiente **cronograma**:

**Cuadro 43.- Cronograma de amortización de la deuda**

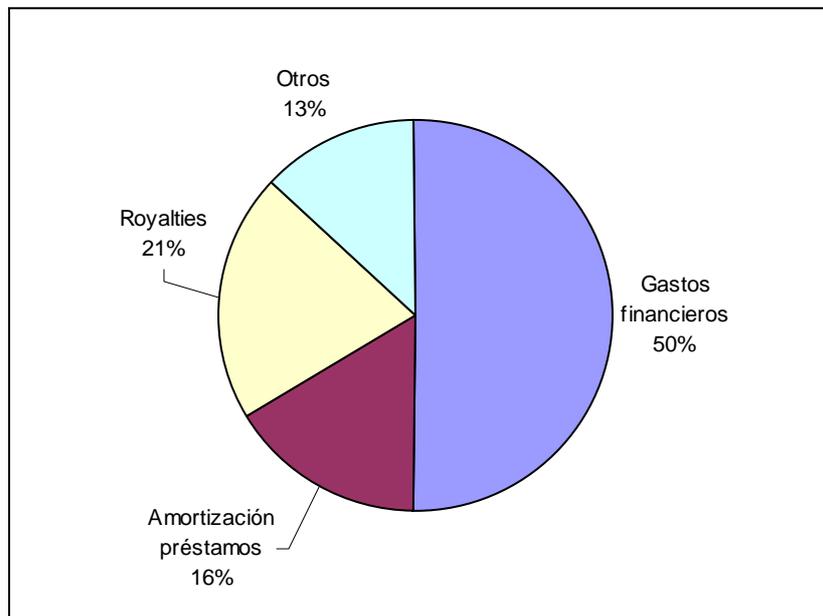
AÑO	VALOR (10 <sup>6</sup> \$ USA)	AÑO	VALOR (10 <sup>6</sup> \$ USA)
2004	506	2014	877
2005	566	2015	933
2006	680	2016	996
2007	565	2017	1.064
2008	604	2018	1.136
2009	643	2019	1.214
2010	684	2020	1.296
2011	730	2021	1.385
2012	776	2022	1.481
2013	825	2023	1.090
<b>TOTAL</b>		<b>18.051</b>	

FUENTE: ITAIPÚ.

#### IV.6.4. COSTE DEL SERVICIO Y PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD

En 2002, el coste del servicio de electricidad ascendió a 2.481 millones de dólares USA. En la composición de este coste del servicio destacan la **amortización** y los **gastos financieros**, cuyo valor fue de 1.633 millones de dólares USA; es decir, el 66% del costo total del servicio. Otro coste significativo es el correspondiente a **royalties** (casi el 21% del total del coste del servicio).

**Gráfico 23.- Distribución del coste del servicio de electricidad**



Dado que en 2002 la producción fue de 82.914 GWh, el **precio medio** de la energía suministrada fue de 29,9 dólares USA/MWh.<sup>14</sup> En el caso de Paraguay, el precio medio fue de 28,4 dólares/MWh, inferior al observado en los suministros a Brasil (29,96 dólares USA/MWh). Esta diferencia se debe al grado de utilización de la energía de cada país, pues la “tarifa” aplicada por potencia mensual contratada es la misma para ambos.

<sup>14</sup> El coste del servicio de electricidad fue, como ya hemos mencionado, de 2.481 millones de dólares USA.

**Cuadro 44.- Evolución del precio medio de la electricidad suministrada a Paraguay por Itaipú**

Año	Dólares USA/MWh
1998	29,05
1999	25,06
2000	22,64
2001	27,22
2002	28,41

FUENTE: ITAIPÚ.

También es importante resaltar la elevada **correlación inversa** que existe entre nivel de producción y precio. En este caso, calculando un **precio medio ponderado**,<sup>15</sup> se observa que éste aumenta los años que baja la producción y viceversa.

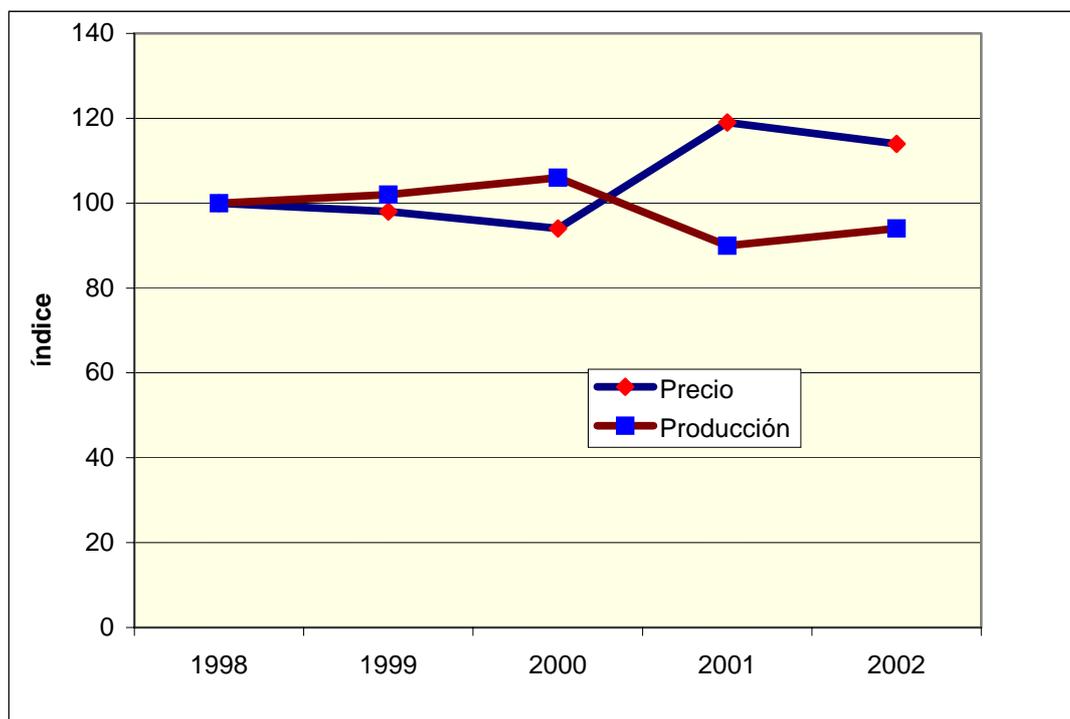
**Cuadro 45.- Precio ponderado de la electricidad suministrada y producción eléctrica**

	Precio (\$ USA/MWh)	Producción (GWh)
<b>1998</b>	26,08	87.846
<b>1999</b>	25,47	90.002
<b>2000</b>	24,60	93.428
<b>2001</b>	31,09	79.307
<b>2002</b>	29,85	82.914

FUENTE: ITAIPÚ y elaboración propia.

<sup>15</sup> Precio medio ponderado correspondiente a los precios de Paraguay y de Brasil. Ponderaciones utilizadas:  
 Paraguay 0,07  
 Brasil 0,93

**Gráfico 24.- Evolución del precio y de la producción de electricidad en Itaipú**



## IV.7. PRINCIPALES ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS DE ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ

### IV.7.1. LOS PRINCIPALES DATOS DEL ACTIVO Y DEL PASIVO

Al 31-12-2002, el **activo fijo** (no corriente) de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ (EBY) ascendió a 9.351 millones de dólares USA.

La **financiación** de las inversiones se ha llevado a cabo mediante una cantidad simbólica de **recursos propios**. Estos recursos propios o **patrimonio neto** ascienden a 223 millones dólares USA en 2002 (algo más del 2% del total del activo fijo). El resto de la financiación se ha obtenido mediante **recursos ajenos**. En este sentido cabe mencionar que la **deuda total** de EBY a finales de 2002 fue de 9.535 millones de dólares USA, correspondiéndole a la **deuda a largo plazo** una cantidad de casi 9.000 millones de dólares USA (cerca del 94% del total de la deuda).

En la **deuda total** (corto y largo plazo) destaca el **Gobierno argentino** con una cantidad de 8.466 millones de dólares USA y otros acreedores (instituciones financieras) por un volumen de 872 millones de dólares USA. La deuda con el Gobierno argentino se concentra básicamente en el pasivo no corriente (deuda a largo plazo) con una cantidad de 8.448 millones de dólares USA, mientras que la correspondiente a instituciones financieras el mayor peso de dicha deuda se clasifica en el capítulo de pasivo corriente (corto plazo): 563 millones de dólares USA "VS" 309 millones de dólares USA en el pasivo a largo plazo.

**Gráfico 25.- La distribución de la deuda total (corto y largo plazo) correspondiente a instituciones financieras (%)**

Bancos privados del exterior (1)	40
BID (2)	30
BIRF (3)	22
Bancos locales y otros	4
Resto (4)	4
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

(1) Entre estos destacan: Export-Import Bank of the United States; Import Bank of Japan; Mediocrédito Centrale.

(2) Banco Interamericano de Desarrollo.

(3) Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.

(4) Principalmente intereses y otros.

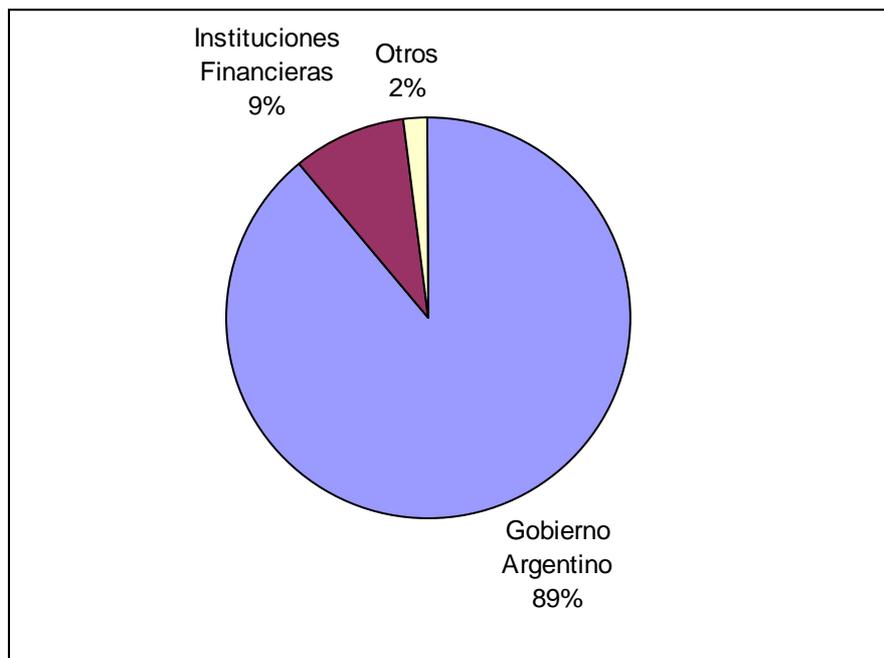
FUENTE: ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ y elaboración propia.

La deuda total con el Gobierno Argentino<sup>16</sup> se desglosa de la manera siguiente:

**Cuadro 46.- Deuda con el Gobierno Argentino. 2002 (millones de dólares USA)**

Deuda neta del efecto financiero	5.410
Efecto financiero de Nota Reversal de 9/1/92	3056
<b>TOTAL</b>	<b>8.466</b>

**Gráfico 26.- Distribución de la deuda total (corto y largo plazo) de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ. 2002**



<sup>16</sup> La deuda con el Gobierno paraguayo o la ANDE, en concepto de utilidades y resarcimiento, ascendía a casi 47 millones de dólares USA, de los que 43 millones se consideran como deuda a largo plazo.

## IV.7.2. LA CUENTA DE RESULTADOS

Según la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ, los ingresos por ventas de energía ascendieron a 369 millones de dólares USA en 2002, lo que supuso un incremento del 1,9% respecto al año anterior.<sup>17</sup>

Los costes de explotación (incluyendo depreciaciones) ascendieron a 176 millones de dólares USA, lo que implicó un resultado bruto de explotación o de gestión de 193 millones de dólares USA. La variación del índice de ajuste del Tratado supuso un notable ajuste de los gastos financieros, resultando en un ingreso (en vez de gasto) o recupero de 83 millones de dólares USA. Por otra parte, la activación de cargos diferidos por valor de 239 millones de dólares USA, permite, finalmente, presentar un resultado neto nulo en 2002.

## IV.7.3. LAS VENTAS DE ENERGÍA Y EL ENDEUDAMIENTO

Haciendo abstracción de toda la “**ingeniería**” contable utilizada en la cuentas de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ, la **realidad actual** es que esta empresa cuenta con un **endeudamiento total** superior a 9.500 millones de dólares y con una **producción** aproximada de **12.000 GWh**.

Un cumplimiento “normal” de los **compromisos financieros** hace **totalmente inviable** EBY, pues solo en pagos de intereses debería hacer frente a una cantidad aproximada de 570 millones de dólares USA anuales<sup>18</sup>. Si a estos pagos de intereses se añaden las amortizaciones anuales y el resto de gastos de explotación podríamos estar hablando de una cantidad cercana a 1.000 millones de dólares USA<sup>19</sup>. La cobertura de todos estos gastos anuales con una producción de 12.000 GWh implicaría un precio de venta de la electricidad de 83 \$ USA/MWh.

Es obvio que la **situación actual** es **insostenible**. Urge, por tanto, la búsqueda de una solución rápida que culmine la finalización de la obra con el **aumento** de la **cota de operación** del embalse, de tal manera que, con prácticamente los mismos gastos de explotación, permita aumentar la producción hasta aproximadamente 20.500 GWh/año, lo que, con una deuda total de en torno a

---

<sup>17</sup> El funcionamiento de las 20 turbinas proyectadas a una cota reducida de operación del embalse de 76 metros sobre el nivel del mar, generaron en 2002 12.335 GWh, lo que supuso un precio de venta como el previsto en la Nota Reversal de 9 de enero de 2002: 30 dólares USA/MWh.

<sup>18</sup> Suponiendo una deuda de 9.500 dólares USA y un tipo de interés del 6%.

<sup>19</sup> Plazo de amortización de la deuda de 40 años y unos gastos de explotación equivalentes a los de 2002 (176 millones de dólares USA)

10.500 millones de dólares USA<sup>20</sup>, permitiría con plazos razonables de devolución de los créditos y tipos de interés adecuados, “reorientar” el proyecto hacia una **salida viable**. Así, por ejemplo, los pagos por intereses y la amortización anual de la deuda podrían situarse en torno a 900 millones de dólares a los que habría que sumar unos gastos de explotación de aproximadamente 175 millones de dólares. Es decir, EBY deberá generar unos ingresos por venta de alrededor de unos 1.100 millones de dólares USA para conseguir la anteriormente mencionada “reorientación” hacia la viabilidad del proyecto de inversión<sup>21</sup>. El aumento de la cota de operación del embalse se traducirá en un aumento de la producción de hasta 20.500 GWh/año. Como se puede apreciar, el **valor de esta producción**, suponiendo un precio medio de la electricidad de 30 dólares USA/MWh, sería de unos 615 millones de dólares USA.

Con estos ingresos por ventas, no se consigue la viabilidad de la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ. Habrá, por tanto, que agudizar la “**imaginación financiera**” para evitar el fracaso de EBY. Podría pensarse en “trocear” la deuda en diferentes períodos de tiempo o en la **condonación** de una parte de ella para dejarla en un **nivel asumible** por la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ (no mucho más de 4.000 millones de dólares USA).

La comparación de los datos de ingresos, producción y deuda total de Yacyretá Binacional con los de Itaipú Binacional pone de manifiesto una “**sobredimensión**” **financiera** de la primera respecto a la segunda. Así, por ejemplo:

- La deuda total equivale a 773 dólares USA por MWh generado en la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ (actualmente) y 512 dólares MWh en Yacyretá con aumento de cota de operación del embalse. Estas mismas cifras fueron en Itaipú Binacional de 223 dólares/MWh.
- Los ingresos por ventas fueron equivalentes al 3,9% de la deuda total en Yacyretá frente a casi un 14% en Itaipú.
- La deuda total de Yacyretá (con aumento de cota) equivale aproximadamente al 57% de lo registrado en Itaipú, mientras que la producción de electricidad tan sólo supone en torno al 24%.

---

<sup>20</sup> Lo que resta para finalizar las obras supone una cifra de inversión probablemente inferior a 1.000 millones de dólares USA, lo que elevaría la deuda total a unos 10.500 millones de dólares USA.

<sup>21</sup> En el Anexo 8 se mencionan los “escenarios de viabilidad” elaborados en el Plan Estratégico Yacyretá para la terminación del Proyecto (PEY-2002).

En síntesis, con una deuda ligeramente superior a la actual y un nivel de producción de 20.500 GWh/año, la ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ es difícilmente viable, a no ser que se asuman precios de venta cercanos a 50 dólares USA/MWh o se condone una parte significativa de la deuda.

**Cuadro 47.- Yacyretá-Itaipú. Principales datos. 2002**

	EBY (1)	EBY(2)	IB (3)	EBY(2)/IBx100
Deuda total (4)	9.535	10.500	18.460	56,9
Ingresos ventas (4)	369	615	2.530	--
Producción (GWh)	12.335	20.500	82.914	24,7
2/1 x 100	3,9	5,9	13,7	
1/3 (\$ USA/MWh)	773,0	512,2	222,6	

(1) ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ; situación actual (2002).

(2) ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ con aumento de cota de operación del embalse; datos estimados.

(3) Itaipú Binacional.

(4) millones de dólares USA.

FUENTE: ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ, Itaipú Binacional y elaboración propia.

## **CAPÍTULO V. EL SECTOR DEL PETRÓLEO**

### **ÍNDICE**

<b>V.1. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS.....</b>	<b>2</b>
V.1.1. PRODUCCIÓN .....	2
V.1.2. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS.....	4
<b>V.2. PRINCIPALES INSTALACIONES.....</b>	<b>10</b>
<b>V.3. LOS PRECIOS DE PRINCIPALES PRODUCTOS PETROLÍFEROS.....</b>	<b>11</b>
<b>V.4. LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN EL PARAGUAY .....</b>	<b>17</b>

## V.1. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

### V.1.1. PRODUCCIÓN

Como es sabido, Paraguay no dispone de recursos petrolíferos. Su **dependencia externa** es total.

El país cuenta con una sola instalación de refino en Villa Elisa, con capacidad de 7.500 barriles diarios, siendo los productos elaborados los siguientes: nafta virgen, nafta pesada, keroseno corriente y de aviación, gasoil y fuel-oil. El gasoil y el fuel-oil son los dos derivados más importantes del total de la producción, pues entre ambos suponen en torno al 88%. Los kerosenos apenas representan un 3%, mientras que las gasolinas (naftas) alcanzan el 9% restante (cifras correspondientes a 2001-2002).

Un hecho importante a destacar es la fuerte tendencia al descenso registrada por la actividad de la refinería durante la década de los noventa. Su nivel de producción pasó de 310 miles de tep en 1990 a 93 miles de tep en 2002. Según cifras, aún provisionales, la producción de la refinería se ha reducido de forma notable en 2003; esta producción fue aproximadamente 47 mil tep. Es decir, entre 1990 y 2003, la producción de derivados del petróleo se ha reducido en un 85%.

A finales de la década de los noventa, la producción de productos petrolíferos apenas cubría el 9% de la demanda nacional. Esta cobertura se ha reducido aún más en 2003. Las importaciones de derivados del petróleo han adquirido una importancia creciente en la satisfacción del consumo, de tal manera que en 2003 han supuesto un 97% del consumo total de estos derivados.

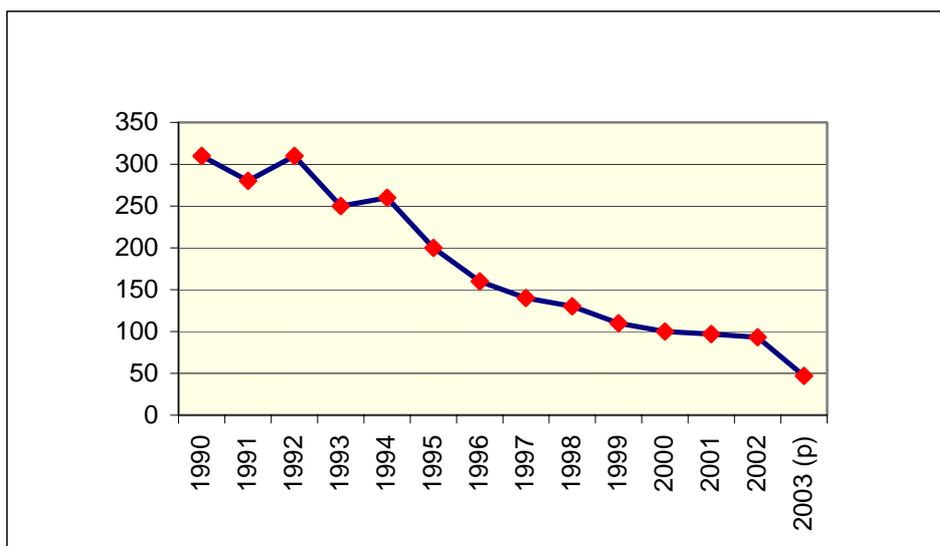
**Cuadro 1.- Producción de productos petrolíferos. Refinería de Villa Elisa**

	miles tep	Índice
1990	310	100.0
1991	280	90.3
1992	310	100.0
1993	250	80.6
1994	260	83.9
1995	200	64.5
1996	160	51.6
1997	140	45.2
1998	130	41.9
1999	110	35.5
2000	100	32.3
2001	97	31.2
2002	93	30.0
2003 (p)	47	15.2

(p) Provisional.

FUENTE: IEA, Viceministerio de Energía y Minas y elaboración propia.

**Gráfico 1.- Evolución de la producción de productos petrolíferos (miles de tep)**



**Cuadro 2.- Estructura de la Producción de P. Petrolíferos (miles tm)**

	2000	%	2001	%
<b>Gasolina</b>	10	9.8	9	9.4
<b>Gas oil</b>	46	45.1	45	46.9
<b>Keroseno</b>	4	3.9	3	3.1
<b>Fuel oil</b>	42	41.2	39	40.6
<b>TOTAL</b>	<b>102</b>	<b>100</b>	<b>96</b>	<b>100</b>

FUENTE: IEA y elaboración propia.

### V.1.2. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Durante los años noventa, el consumo de productos petrolíferos creció de manera notable. Dicho consumo pasó de 660 miles de toneladas en 1990 a algo más de 1.200 miles de toneladas en el 2002. En esta evolución destaca el consumo de **gasoil** que creció en un 118%. (1990-2002).

Este carburante se ha convertido en el principal capítulo del consumo de productos petrolíferos, con una participación en torno al 69%. Las **gasolinas** (naftas) que crecieron a lo largo del periodo en un 34%, han perdido peso en la estructura de la demanda de derivados del petróleo. Su porcentaje de participación pasó de un 22% en 1990 a un 16% en 2002.

El consumo de **Gases Licuados de Petróleo** (GLP), concentrado básicamente en las economías domésticas, creció rápidamente hasta 2000 para registrar una caída/estancamiento en el bienio 2001-2002 en línea con el deterioro de la renta familiar disponible.

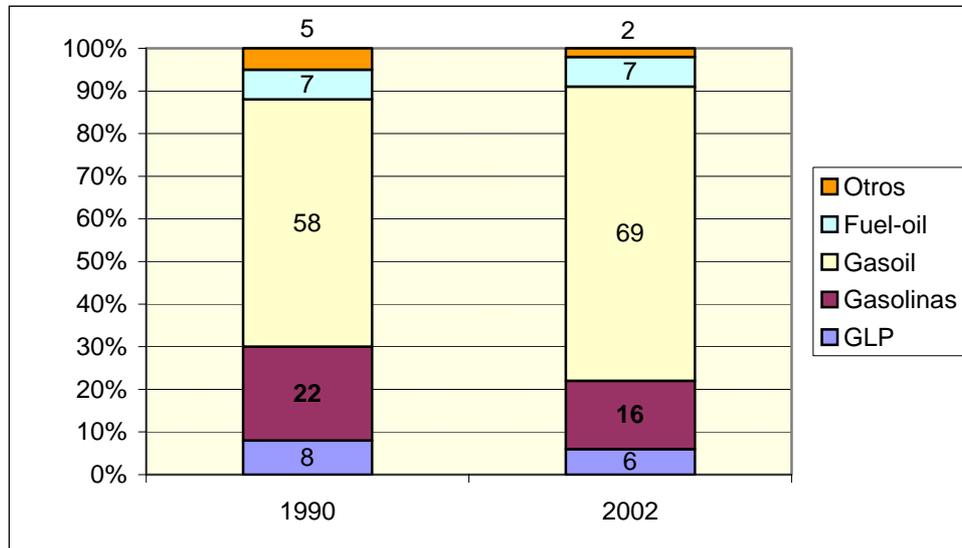
**Cuadro 3.- Evolución del consumo de productos petrolíferos (miles de toneladas)**

	1990	1995	2000	2002(p)	%var. 02/90
<b>GLP</b>	50	65	84	72	44
<b>Gasolinas</b>	145	245	182	195	34,5
<b>Keroseno</b>	11	11	18	11	-
<b>Gasoil</b>	383	702	722	835	118,0
<b>Fueloil</b>	49	81	81	89	81,6
<b>Otros</b>	22	12	7	7	-31,8
<b>TOTAL</b>	<b>660</b>	<b>1.116</b>	<b>1.094</b>	<b>1.209</b>	<b>83,2</b>

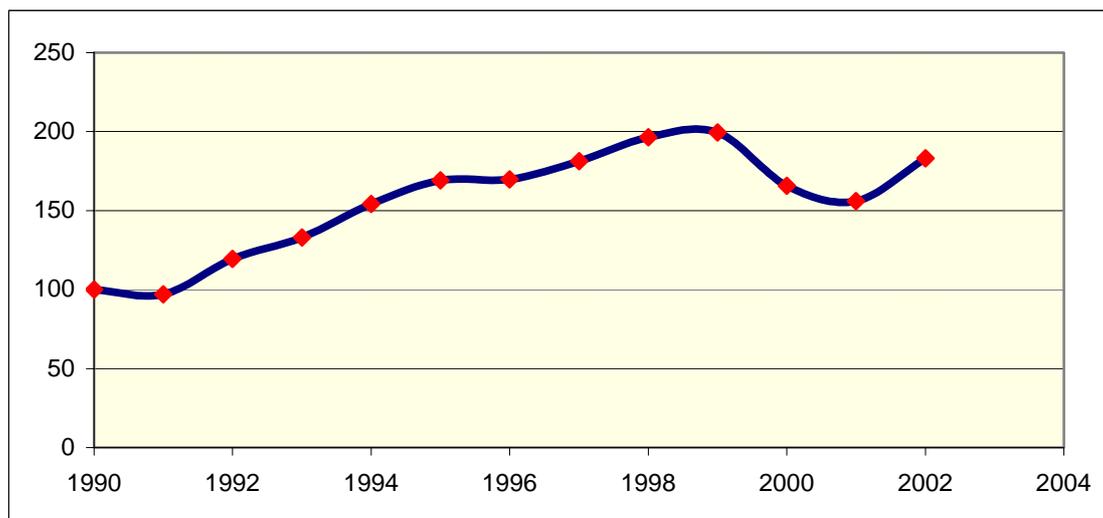
(p) Provisional.

FUENTE: IEA, Viceministerio de Minas y Energía y elaboración propia.

**Gráfico 2.- Estructura del consumo de productos petrolíferos (%)**



**Gráfico 3.- Evolución del Consumo de Productos Petrolíferos (1990=100)**



**Cuadro 4.- Consumo y Producción de P. Petrolíferos. 2001 (miles de tm)**

	A. Consumo	B. Producción	B/A x 100
<b>GLP</b>	71	-	-
<b>Gasolinas</b>	177	9	5,3
<b>Kerosenos</b>	10	3	30,0
<b>Gasoil</b>	682	45	6,7
<b>Fueloil</b>	83	39	47,0
<b>Otros productos</b>	7	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.030</b>	<b>96</b>	<b>9,4</b>

FUENTE: IEA y elaboración propia.

También nos parece interesante señalar que las ventas de productos petrolíferos por parte de Petropar se concentran principalmente (y como es obvio) en la **región Centro Sur**. Las regiones más despobladas y con menor actividad económica (norte y occidental) apenas consumen el 16% de las naftas y el 11% del gasoil. Sin embargo, dadas las características físicas, de infraestructura y la especialización agroganadera, la **región occidental** es la

de **mayor consumo per capita de gasoil** (un 90% por encima de la media nacional)<sup>1</sup>

**Cuadro 5.- Distribución geográfica de las ventas de productos petrolíferos realizadas por Petropar durante 2002 (%)**

Zona Geográfica	Gasolinas (5)	Gasoil	Fuel oil (6)	GLP (7)
<b>Centro Sur (1)</b>	55	55	100	94
<b>Este (2)</b>	29	34	-	6
<b>Norte (3)</b>	11	6	-	-
<b>Occidental (4)</b>	5	5	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

- (1) Área metropolitana, Cordillera, Paraguari, Misiones, Ñeembucu, Guairá y Caazapa.  
 (2) Camindegú, Caagazú, Alto Paraná, e Itapúa.  
 (3) Amambay, Concepción y San Pedro.  
 (4) Presidente Hayes, Alto Paraguay y Boquerón.  
 (5) Las ventas de Petropar suponen aproximadamente el 29% de las ventas totales.  
 (6) En este caso el fuel-oil comercializado por Petropar supuso en torno al 38% del total.  
 (7) Petropar sólo comercializó alrededor de un 10% de las ventas totales de GLP.

FUENTE: Petropar y elaboración propia.

**Cuadro 6.- Distribución regional de la población y del consumo de gasoil. 2002**

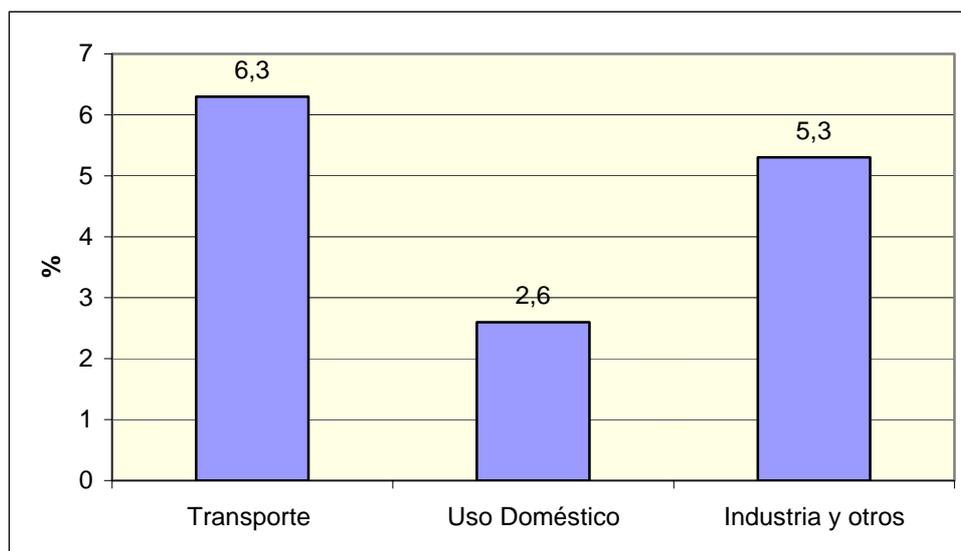
	Población (habitantes)	Gasoil (m <sup>3</sup> )	2/1 (m <sup>3</sup> /habitante)
<b>Centro Sur</b>	2.834.662	545.616	0,192
<b>Este</b>	1.615.986	328.756	0,203
<b>Norte</b>	612.952	60.354	0,098
<b>Occidental</b>	142.501	51.361	0,360
<b>TOTAL</b>	<b>5.206.101</b>	<b>986.087</b>	<b>0,189</b>

FUENTE: D. General de Estadísticas, Encuestas y Censos. Censo Nacional de Población y Viviendas 2002; Petropar y elaboración propia.

<sup>1</sup> La elevada actividad de las **comunidades menonitas** explica en gran medida, este resultado (0,360 m<sup>3</sup>/capita "Vs" 0,189 m<sup>3</sup>/capita a nivel nacional).

Como veíamos en el capítulo de los **balances energéticos**, en la **distribución sectorial** del consumo final de productos petrolíferos destaca el **transporte** con una participación que se sitúa en torno al 83% en 2002. El transporte ha sido también el **motor principal** de la evolución de los derivados del petróleo durante el periodo 1990-2002, con un incremento medio anual de aproximadamente un 6,3%. En ese mismo periodo, la demanda procedente de las **economías domésticas** (básicamente GLP) ha crecido lentamente, principalmente en los últimos años del periodo citado. Durante 1990-2002, la tasa media anual de aumento fue de alrededor un 2,5%. La caída de la renta familiar disponible en términos reales explica esa ralentización del consumo de productos petrolíferos para usos domésticos. La participación de las familias en el consumo final de derivados del petróleo fue de un 9% en 2002. Durante 1990-2002, la **industria** ha participado en el consumo final de petróleo con un 6%-7%.

**Gráfico 4.- Evolución Sectorial de la demanda de productos petrolíferos 1990-2002 (tasa media anual %)**



**Cuadro 7.- Distribución sectorial del consumo final de productos petrolíferos (%)**

	2001	2002
<b>Transporte</b>	82	83
<b>Residencial</b>	11	9
<b>Industria y otros (1)</b>	7	8
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

(1) Incluidos usos no energéticos.

FUENTE: Viceministerio de Energía y Minas y elaboración propia.

Respecto a la **estructura empresarial** en la fase de **comercialización** del gasoil hay que señalar la presencia de cinco grandes compañías, entre las que destaca la Shell (24,5% de participación):

**Cuadro 8.- Participación en el mercado de comercialización de gasoil. 2003 (%)**

Shell	24,5
Barcol y Rodadol	16,4
Esso	14,1
Copetrol	13,6
Lubripar	12,6
Otros	18,8
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>

FUENTE: Petropar.

## V.2. PRINCIPALES INSTALACIONES

En **Villa Elisa** se localizan las principales instalaciones, propiedad de Petropar:

- Una **unidad de topping** de 7.500 barriles/día de capacidad.
- Una estación de tratamiento físico-químico para jet fuel de 300 m<sup>3</sup>/ día de capacidad.
- Varios muelles para recepción de combustibles por embarcaciones fluviales.

El **parque de almacenamiento** de Petropar (Villa Elisa, Calera Cue, Hernandarias y Mauricio J. Troche) cuenta con 56 tanques en servicio que totalizan 404.000 m<sup>3</sup> de capacidad para petróleo crudo, productos terminados y alcohol.

Otras instalaciones a destacar son:

- Cargadero automático de camiones tanque.
- Usina de energía eléctrica en la planta de Villa Elisa (dos grupos electrógenos de 920 kVA cada uno para atender cargas críticas de la planta).
- Una planta de almacenaje de GLP y cargadero de camiones.

En la localidad de **Mauricio José Troche**, Petropar también dispone de una **planta industrial de alcohol** (destiladora de alcohol, molienda de caña, fermentación de mosto, tanques de almacenamiento y planta de tratamiento de vinasa).

Según el Viceministerio de Energía y Minas, **la oferta total de petróleo y derivados** fue de 1.453 miles de m<sup>3</sup> en 2002. Teniendo en cuenta que la capacidad de almacenamiento, propiedad de Petropar, asciende a 404 miles de m<sup>3</sup> <sup>2</sup> se puede afirmar que Paraguay cuenta con **capacidad de reserva estratégica** equivalente al 28% de la oferta total de petróleo y derivados. En otras palabras esa capacidad equivale a algo más de **3 meses** de consumo de derivados del petróleo, en línea con lo practicado en la mayoría de los países de la AIE.

---

<sup>2</sup> Incluyendo tanques de almacenamiento de alcohol.

### V.3. LOS PRECIOS DE PRINCIPALES PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Según información aportada por Petropar<sup>3</sup>, los **precios** de derivados del petróleo y alcoholes se situaron entre un mínimo de 1.400 Gs/litro para el fuel-oil y 3.360 Gs/litro para la **nafta 85 s/plomo**. Por su parte, el precio de venta al público del gasoil fue de 2.457 Gs/ litro. El precio del GLP fue de 2.100 Gs/kg.

**Cuadro 9.- Precios de venta de derivados de petróleo y alcoholes**

	Gs/litro
Nafta común c/plomo	2.520
Nafta 85 s/plomo	2.550
Nafta 95 s/plomo	2.720
Nafta 85 s/plomo	3.360
Keroseno	2.200
Jet Fuel	2.300
Gasoil	2.457
Fuel-oil	1.400
GLP (1)	2.100
Alcohol absoluto	2.500
Alcohol carburante	2.100

(1) Gs/kg.

FUENTE: Petropar.

Si consideramos la **evolución del precio** del principal derivado del petróleo (**gasoil**) se observa que en los últimos años (2000-2003) ha crecido un 120,4% (algo más de un 40% de incremento medio anual).

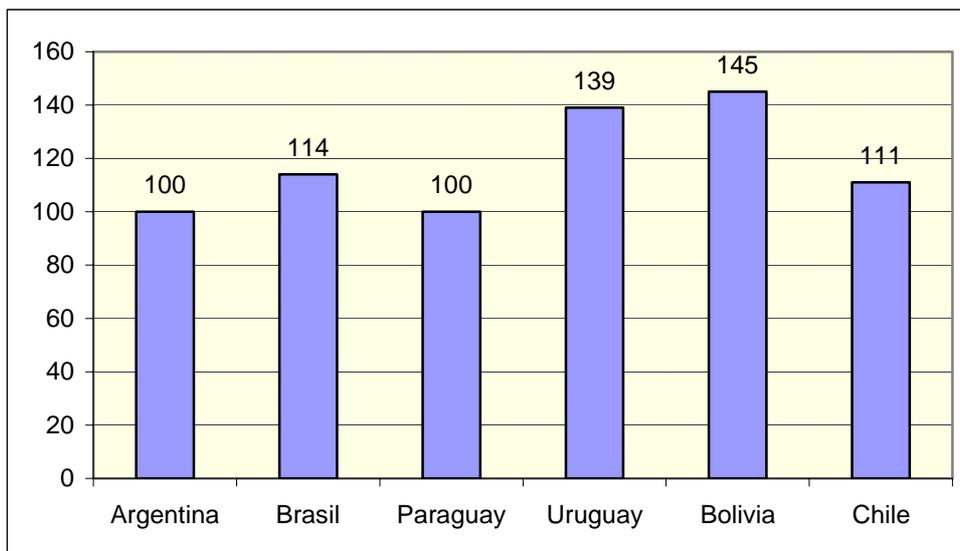
A pesar del fuerte aumento de los precios de los derivados del petróleo en Paraguay, estos continuaban situándose en la **banda baja** respecto a los registrados en el resto de países de MERCOSUR y los asociados Bolivia y Chile. Este hecho es especialmente digno de destacar en el caso del **gasoil** para el que el precio practicado en Paraguay es el más bajo (al mismo nivel que Argentina y muy por debajo del resto de países).

La venta de gasoil por parte de Petropar (empresa pública) a un precio inferior al de su compra no solo genera pérdidas para esta empresa, sino que,

<sup>3</sup> Información aportada para el "Plan Estratégico del Sector Energético del Paraguay" (21-11-2003).

además, está ocasionando una **transferencia de rentas** de Paraguay a países vecinos (especialmente Brasil) a través del mecanismo de compra de este carburante en Paraguay con precio “artificialmente” bajo (o “subvencionado” por la cuenta de resultados de Petropar).

**Gráfico 5.- Niveles de precios del gasoil en MERCOSUR y países asociados. Junio 2002 (Paraguay = 100)**



**Cuadro 10.- Evolución del precio del gasoil (1990=100)**

	Índice
<b>2000</b>	440,4
<b>2001</b>	584,7
<b>2002</b>	718,9
<b>2003 (1)</b>	970,7

(1) Media enero-mayo.

**Cuadro 11.- Precios de principales productos petrolíferos en MERCOSUR y países asociados. Junio 2002 (dólares USA por galón) <sup>4</sup>**

	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay	Bolivia	Chile
<b>Paridad (1)</b>	3,62	2,84	5.800	17,81	7,16	697,62
<b>Gasolina regular</b>	1,26	2,28	1,64	3,36	1,75	2,07
<b>Gasolina Extra</b>	1,62	2,39	1,83	3,78	2,68	2,09
<b>Gasoil</b>	1,14	1,30	1,14	1,59	1,65	1,26
<b>Keroseno corriente (2)</b>	0,77	0,72	0,57	1,79	1,03	1,14
<b>Set fuel (3)</b>	0,85	0,93	0,56	1,36	1,06	0,99
<b>Fuel-oil</b>	0,68	0,62	0,48	0,56	1,35	0,84
<b>GLP (4)</b>	0,28	0,89	0,47	0,67	0,29	0,66

(1) Tipo de cambio (moneda nacional por dólar USA).

(2) Keroseno aviación.

(3) USA/kg.

(4) Dólares USA/kg.

FUENTE: OLADE (SIEE).

<sup>4</sup> 1 barril=42 US galones=158,987 litros.

**Cuadro 12.- La composición del precio del gasoil**

<b>Conceptos</b>	<b>%</b>
<b>Precio FOB</b>	<b>64,3</b>
+ Transporte	7,5
<b>= Precio CIF</b>	<b>71,8</b>
+ Margen Petropar (4,5%)	3,2
+ Transporte interior	3,0
<b>= Precio referencia distribución</b>	<b>78,0</b>
+ Margen distribución (4,5%)	3,5
<b>= Precio referencia comercialización</b>	<b>81,5</b>
+ Margen comercialización (7,5%)	6,1
<b>= Precio referencia consumo final</b>	<b>87,6</b>
+ Impuesto Selectivo al Consumo (14,1%)	12,4
<b>= Precio de venta al público en dólares</b>	<b>100,0</b>
x Tipo de cambio	
<b>= PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO EN GUARANÍES</b>	

Producto de esta política de **precios bajos** de los derivados del petróleo, en especial del gasoil, son las **dificultades financieras** de Petropar.<sup>5</sup> Estas dificultades han situado a esta empresa pública en una situación de **descapitalización** creciente con un **patrimonio neto negativo**, lo que está haciendo cada vez más difícil su viabilidad actual y futura. En los últimos años (2000-2002), Petropar ha acumulado **pérdidas** por un valor de 330 mil millones de Guaraníes (alrededor de 79 millones de dólares USA). Su **patrimonio neto** fue negativo en 2002 de casi 10 millones de dólares USA para alcanzar una cifra negativa en 2003 superior a 24 millones de dólares USA.

<sup>5</sup> A Petropar le ha faltado también una "gestión profesionalizada" e independiente, lo que ha generado ineficiencias y falta de transparencia en la política de compra/venta de productos petrolíferos.

**Cuadro 13.- Resultados y patrimonio de Petropar (millones de dólares USA)**

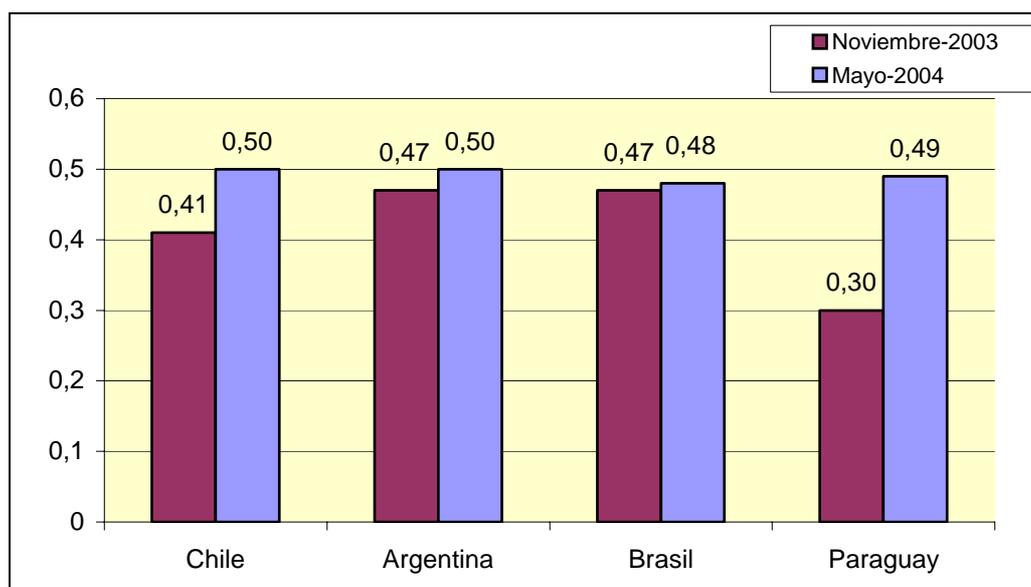
	<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>Patrimonio neto</b>
<b>2000</b>	-46	20
<b>2001</b>	-12	7
<b>2002</b>	-21	-10
<b>2003</b>	ND	-24

ND: No disponible.

FUENTE: Petropar.

Sin embargo, la puesta en marcha del Plan Nacional de Combustibles ha permitido continuar con el proceso de corrección alcista del precio del gasoil, de tal manera que, en mayo de 2004, su nivel era prácticamente equivalente al de Chile y Argentina y ligeramente superior al de Brasil. Este esfuerzo realizado en el último bienio no sólo ha permitido igualar el precio del gasoil al correspondiente nivel medio del MERCOSUR, acabando, así, con esa transferencia de rentas del Paraguay a países vecinos a través de ventas de gasoil con precio artificialmente bajo (subvencionado con cargo a la cuenta de resultados de Petropar), sino que, además, ha otorgado un importante “balón de oxígeno” a esa empresa pública originándole un margen neto positivo en su ventas de gasoil.

**Gráfico 6.- Los precios del gasoil (dólares USA/litro; incluido impuestos)**



## V.4. LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN EL PARAGUAY

El hecho de que hasta 2004 en el Paraguay aún no se haya descubierto petróleo, ha calificado al país como de “alto riesgo”, y eso explica por una parte que hayan sido muy pocas las compañías que han venido a realizar inversiones en este campo, y que las operaciones de exploración llevadas a cabo puedan calificarse de escasas hasta esa fecha. Hasta ese momento sólo se habían perforado 48 pozos en busca de petróleo. Los primeros trabajos de prospección y exploración de hidrocarburos tuvieron lugar en 1.994 en el Chaco paraguayo. Dichos trabajos fueron realizados por la compañía americana Unión Oil.

La fase de exploración de hidrocarburos conlleva inversiones de alto riesgo, que generalmente pueden hacerlo compañías internacionales, siendo difícil que trabajos de esta naturaleza puedan encararse con capital exclusivamente paraguayo. Debido a que aún no se encontró petróleo comercial, Paraguay no posee infraestructura para la posible explotación de hidrocarburos.

Sin embargo, a partir de la segunda mitad del año 2004 se produce un cambio cualitativo importante. Varias empresas extranjeras muestran un elevado interés por la exploración de los hidrocarburos en el Chaco paraguayo. Las primeras manifestaciones de las empresas, aún en fase de concesión de licencia, sobre la existencia de reservas de petróleo y gas natural en esa zona son positivas. De confirmarse estas expectativas, las mismas empresas podrían comenzar la extracción del crudo en 2007-2008. En principio la producción de petróleo se dirigiría hacia la exportación, a no ser que decida recuperar la refinería de Villa Elisa (modernizándola y ampliándola) y una parte de dicha producción se utilice como input de esta última para el refinado de productos petrolíferos. En cualquier caso y, al igual que ocurre con el gas natural, la explotación de este recurso autóctono implicará la puesta a punto de una importante infraestructura de transporte, almacenamiento etc.

En el caso del petróleo y siguiendo de cerca la expectativa declarada por las empresas, el Paraguay podría comenzar la producción de petróleo bruto a partir de 2008, con cantidades similares a las estimadas para el gas natural.

**Cuadro 14.- Estimación de la producción de petróleo (miles de tep)**

año	Producción	año	Producción
2008	50	2011	100
2009	50	2012	200
2010	100	2013	400

**Cuadro 15.- Exploración petrolera en Paraguay**
**EXPLORACIÓN PETROLERA  
PARAGUAY**

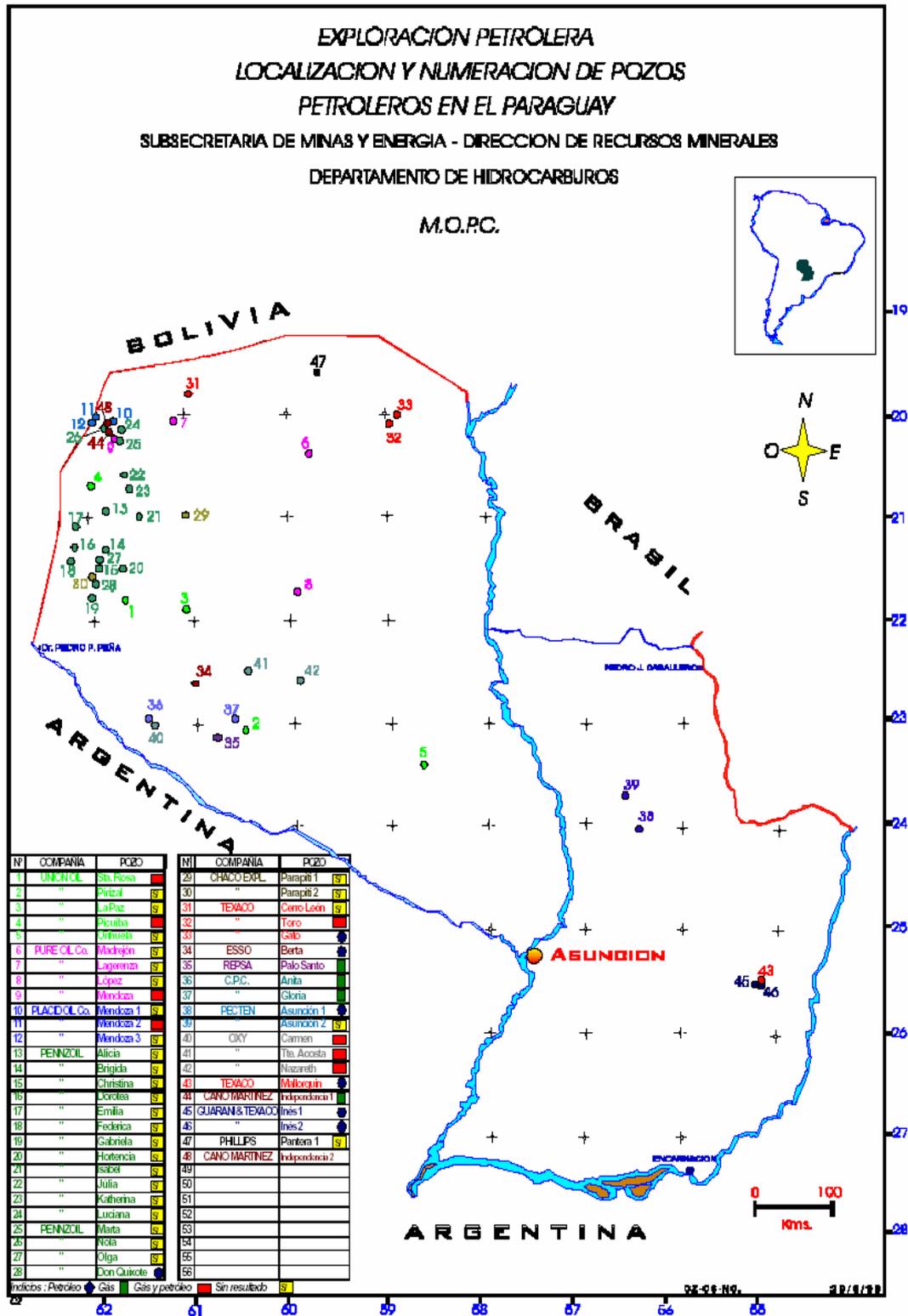
<i>Cias. Petroleras</i>	<i>Nº</i>	<i>Pozo</i>	<i>Prof.</i>	<i>Cota</i>	<i>Area</i>	<i>Año</i>	<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Res./Indic.</i>
<b>UNION OIL</b>	1	Sta. Rosa	2.310	215	A. Boquerón	1947	21° 12'	61° 36'	Petr. y gas
"	2	Pirizal	3.149	188,7	A. Boquerón	1948	23° 03'	60° 38'	S/D
"	3	La Paz	2.212	221,5	A. Boquerón	1949	21° 53'	60° 58'	S/D
"	4	Picuiba	2.291	345,6	Carandayty	1949	20° 40'	61° 56'	Petr. y gas
"	5	Orihuela	2.048	131	A. Hayes	1949	23° 24'	58° 40'	S/D
<b>PURE OIL</b>	6	Madrejón	1.727	156,6	A. Cerro León	1958	20° 28'	59° 29'	Seco
"	7	Lagerenza	2.894	265,2	Carandayty	1959	20° 00'	61° 00'	S/D
"	8	López	1.732	176,8	A. Ch. Central	1959	21° 45'	59° 55'	S/D
"	9	Mendoza	3.243	389	Carandayty	1959	20° 09'	61° 46'	Petr. y gas
<b>PLACID OIL Co.</b>	10	Mendoza 1	802	357	Carandayty	1967	20° 07' 30"	61° 45' 20"	S/D
"	11	Mendoza 2	1.259	375	Carandayty	1967	20° 02' 20"	61° 52' 10"	Petr. y gas
"	12	Mendoza 3	700	378	Carandayty	1967	20° 03' 10"	61° 53' 30"	S/D
<b>PENNZOIL</b>	13	Alicia	1.305,4	285	Carandayty	1971	20° 57'	61° 48'	S/D
"	14	Brigida	1.512,7		Carandayty	1971	21° 18'	61° 50'	S/D
"	15	Christina	643,1	267	Carandayty	1971	21° 26'	61° 53'	S/D
"	16	Dorotea	853,4	307	Carandayty	1971	21° 17'	62° 08'	S/D
"	17	Emilia	1.021,7	326	Carandayty	1971	21° 06'	62° 07'	S/D
"	18	Federica	802,2	280	Carandayty	1971	21° 34'	62° 11'	S/D
"	19	Gabriela	1.015	267	A. Boquerón	1971	21° 46'	62° 00'	S/D
"	20	Hortensia	765	247	Carandayty	1971	21° 30'	61° 39'	S/D
"	21	Isabel	944,9	260	Carandayty	1971	21° 01'	61° 27'	S/D
"	22	Julia	1.280,1	308	Carandayty	1971	20° 36'	61° 37'	S/D
"	23	Katherina	1.139,6	284	Carandayty	1971	20° 44'	61° 33'	S/D
"	24	Luciana	819,3	354	Carandayty	1971	20° 10'	61° 43'	S/D
"	25	Marta	827,5		Carandayty	1971	20° 16'	61° 40'	S/D
"	26	Nola	759,9	354	Carandayty	1971	20° 07'	61° 47'	S/D
"	27	Olga	1.171,3	271	Carandayty	1971	21° 25'	61° 52'	S/D
"	28	Don Quixote	2.894,4	263	A. Boquerón	1971	21° 37'	61° 56'	Petróleo
<b>CHACO EXPL.</b>	29	Parapiti 1	2.833	213	Carandayty	1977	21° 00'	61° 00'	S/D
"	30	Parapiti 2	2.370		A. Boquerón	1977	21° 34'	62° 00'	S/D
<b>TEXACO</b>	31	Cerro León	1.970,1	213	A. Cerro León	1977	19° 49'	60° 56'	S/D
"	32	Toro	3.417,7	91	Curupayty	1978	20° 07'	58° 57'	Petr. y gas
"	33	Gato	1.646,3	91	Curupayty	1978	20° 03'	58° 52'	Petróleo
<b>ESSO</b>	34	Berta	4.789	165	Pirity	1976	22° 32'	61° 00'	Petróleo
<b>REPSA &amp; C.P.C.</b>	35	Palo Santo	3.765,2		Pirity	1975	23° 10'	60° 46'	Gas
<b>C. P. C.</b>	36	Anita	4.128	181	Pirity	1978	22° 53'	61° 30'	Gas
"	37	Gloria	4.016	146	Pirity	1979	22° 56'	60° 38'	Gas
<b>PECTEN</b>	38	Asunción 1	3.223	119	Paraná	1982	24° 04'	56° 27'	Petróleo
"	39	Asunción 2	2.926	135	Paraná	1983	23° 41'	56° 35'	S/D
<b>OXY</b>	40	Carmen	4.511	189	Pirity	1986	23° 04'	61° 28'	Petr. y gas
"	41	Tte. Acosta	4.450	149	Pirity	1987	22° 44'	60° 25'	Petr. y gas
"	42	Nazaret	4.025	129	Pirity	1988	22° 39'	59° 51'	Petr. y gas
<b>TEXACO</b>	43	Mallorquin	2.990,4	255	Paraná	1990	25° 25'	55° 16'	Petróleo
<b>CANO M.</b>	44	Independencia 1	600		Carandayty	1993	20° 09'	61° 46'	Gas
<b>TEXA.&amp;GUAR.</b>	45	Inés 1	774,5	263	Paraná	1994	25° 26'	55° 17'	Petróleo
"	46	Inés 2	927	244	Paraná	1994	25° 26'	55° 16'	Petróleo
<b>PHILLIPS</b>	47	Pantera	2.133	116,5	Curupayty	1995	19° 37' 25"	59° 39' 29"	Seco
<b>CANO M.</b>	48	Independencia 2	580		Carandayty	1997	20° 05'	61° 48'	Sellado

FUENTE : DPTO. DE HIDROCARBUROS - M.O.P.C.

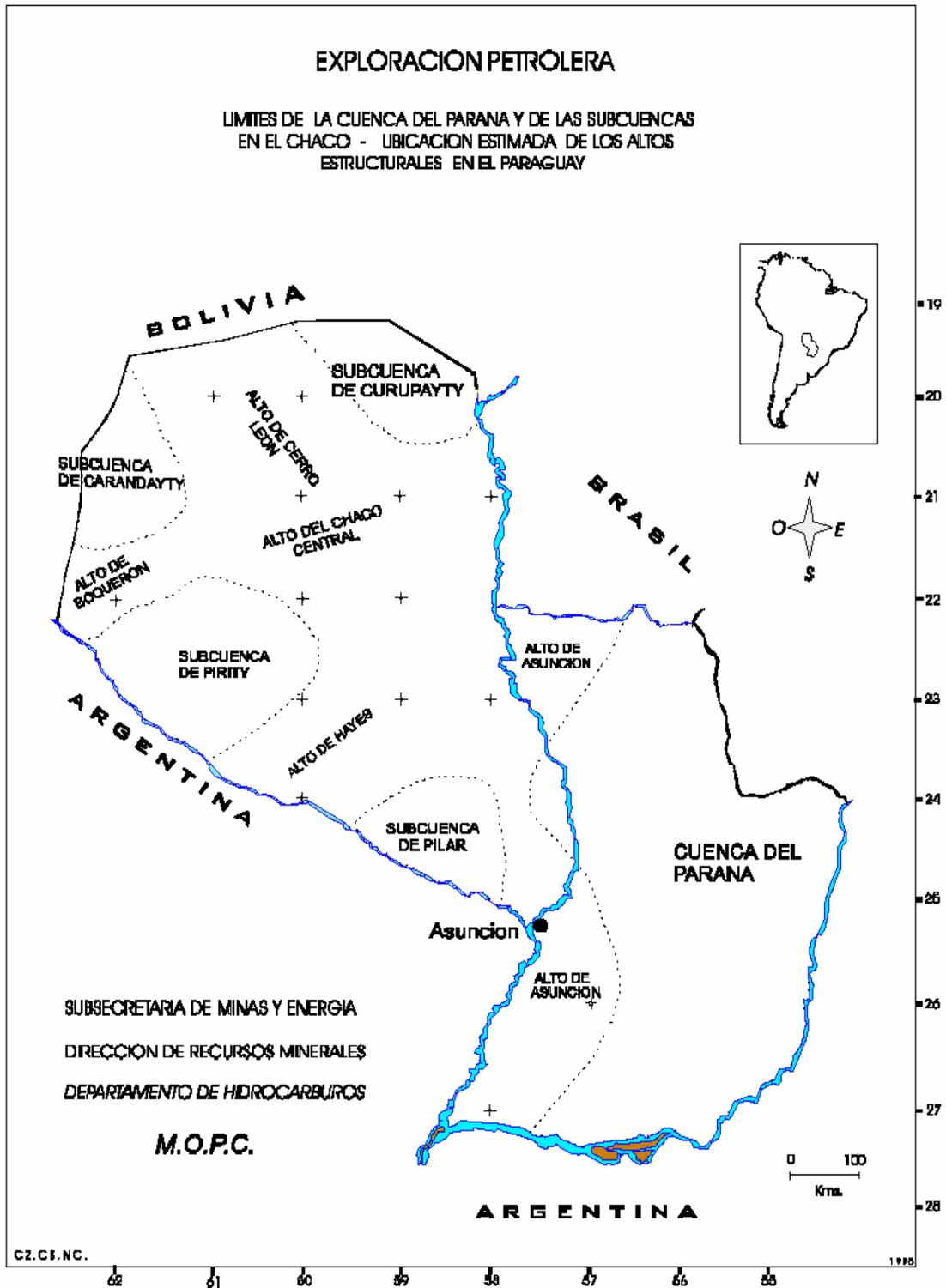
S/D = Sin Datos

1,999

Gráfico 7.- Localización de pozos petroleros



**Gráfico 8.- Límites de la cuenca del Paraná y de las subcuenclas en el Chaco – ubicación estimada de los altos estructurales en el Paraguay**



## CAPITULO VI. EL SECTOR DEL GAS NATURAL

### ÍNDICE

<b>VI.1. EL GAS NATURAL EN EL CONTEXTO REGIONAL .....</b>	<b>2</b>
<b>VI.2. PRINCIPALES ACTUACIONES PREVISTAS EN EL PASADO RECIENTE PARA EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL EN EL PARAGUAY.....</b>	<b>5</b>
VI.2.1. SOBRE EL ABASTACIMIENTO DE GAS NATURAL.....	6
VI.2.2. SOBRE EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL .....	6
VI.2.2.1. Gasoducto Transchaco (Gregory and Cook Inc.) .....	7
VI.2.2.2. Gasoducto del MERCOSUR (AEC, 1998).....	10
VI.2.2.3. Proyecto de gasoducto de Enelpower .....	13
VI.2.2.4. Proyecto GASIN (ADTP, 2002).....	13
VI.2.2.5. Proyecto COMIGAS (2002).....	16
<b>VI.3. UNA APROXIMACIÓN AL MERCADO POTENCIAL DE GAS NATURAL.....</b>	<b>23</b>
VI.3.1. EL MERCADO DE SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES.....	23
VI.3.2. NUEVA INDUSTRIA: PLANTA DE FERTILIZANTES.....	25
VI.3.3. LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA.....	25
VI.3.4. VALORACIÓN DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS SOBRE EL MERCADO POTENCIAL DE GAS NATURAL .....	28
<b>VI.4. EL MERCADO POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN EL PARAGUAY .....</b>	<b>30</b>
VI.4.1. LA FASE DE EXPLORACIÓN.....	30
VI.4.2. UNA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FUTURA DE GAS NATURAL EN EL PARAGUAY .....	30

## VI.1. EL GAS NATURAL EN EL CONTEXTO REGIONAL

El gas natural es un energético cuya importancia es creciente en el Cono Sur de América. De hecho, el desarrollo de la tecnología para el uso del gas natural y las condiciones actuales del sector energético en los países del Cono Sur, y muy especialmente en Argentina, Chile, Bolivia y Brasil, donde las reformas económicas han promovido – aunque no exclusivamente - las inversiones directas extranjeras en las áreas de electricidad y/o de hidrocarburos, han delineado un escenario en el cual el gas natural gana un espacio como uno de los energéticos principales para generar electricidad. Además, el crecimiento de las reservas en algunos países de la región (Bolivia y Brasil) y las posibilidades de desarrollo del mercado consumidor en países como Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay posibilitan que ese energético desempeñe un papel principal en la integración energética de los 2000, complementando el desarrollo del parque hidroeléctrico que ha venido teniendo un rol preponderante hasta la década de los 90.

Uno de los principales mercados consumidores de gas natural del Cono Sur de América es indudablemente la costa atlántica brasileña, en las regiones Sur y Sudeste (Estados de San Pablo, Río de Janeiro, Paraná, Santa Catarina y Río Grande del Sur). Esto no solamente por la concentración demográfica en esa zona, sino también por la densidad de industrias y, consiguientemente, por el fuerte incremento de la demanda de electricidad. En efecto, un crecimiento de 3 a 4% por año de la demanda del sistema eléctrico brasileño implica necesidades del orden de 3000 a 3500 MW adicionales cada año. El incremento de la capacidad de generación eléctrica difícilmente puede ser atendido exclusivamente mediante la expansión del parque hidroeléctrico (como se venía haciendo), puesto que existen dificultades para la obtención de financiamiento para proyectos hidroeléctricos (por sus altos niveles de inversión) y, por otra parte, se tienen grandes reservas de gas natural en la región (Brasil, Bolivia y Argentina<sup>1</sup>) en condiciones que pueden hacer competitivas las centrales termoeléctricas frente a nuevos emprendimientos hidroeléctricos. En este sentido, cabe recordar que aquellas centrales tienen diversas ventajas comparativas con relación a las hidroeléctricas: exigen menores niveles de inversión, no requieren expropiaciones de grandes superficies de tierra, poseen planes de fácil ejecución para la mitigación ambiental y se pueden localizar cerca de los centros de consumo, mediante la construcción de gasoductos diseñados convenientemente.

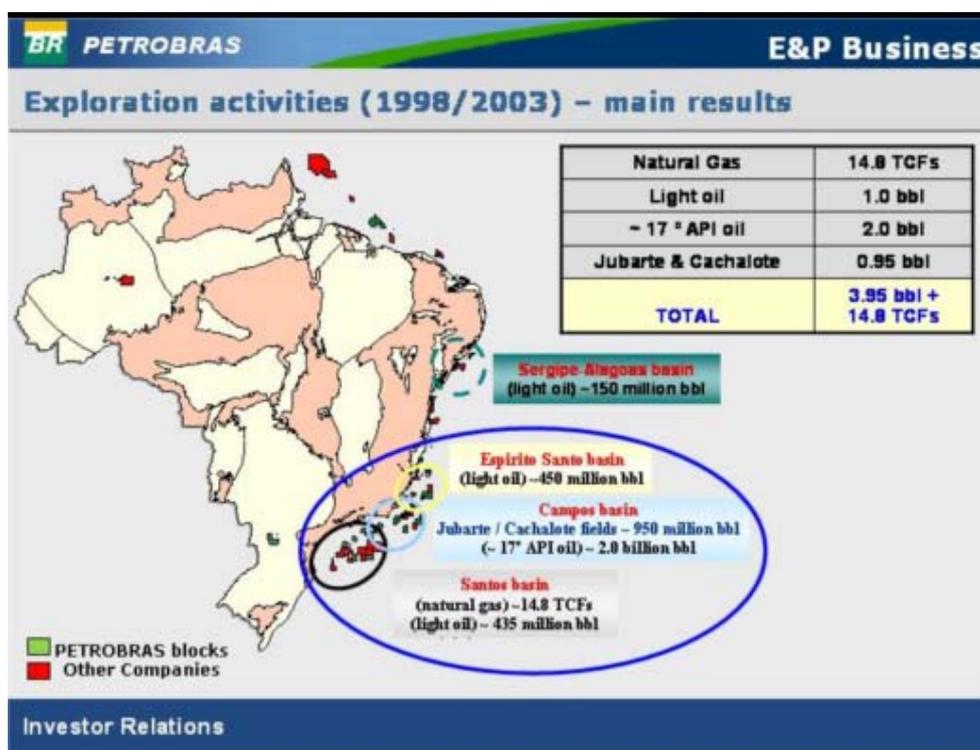
En lo que se refiere a la exploración y producción de gas natural en Bolivia, cabe señalar que las fuertes inversiones que realizaron las compañías petroleras en Bolivia, durante la segunda mitad de la década de los 90 e inicios de los 2000, tuvieron como resultado el incremento exponencial de las reservas probadas de gas en ese país. Sin embargo, no existe un mercado en Bolivia

---

<sup>1</sup> En Bolivia y Brasil las reservas han sido crecientes en los últimos años, mientras que en la Argentina se han mantenido y existen dificultades para garantizar el abastecimiento durante los meses de gran consumo (invierno) en ese país, donde el gas natural tiene una larga tradición de desarrollo.

que pueda absorber esas reservas en el corto ni en el mediano plazo. El mercado para el gas natural boliviano está en el exterior y las áreas geográficas más próximas que podrían ayudar a lo que se denomina monetización de las reservas son Chile y principalmente Brasil. En este sentido, para reforzar la idea de que Brasil puede ser el principal mercado viable del gas boliviano, cabe recordar dos puntos reveladores: a) Petrobrás es una de las empresas que poseen grandes reservas en Bolivia; y b) existen trabas políticas internas para que el gas natural boliviano sea exportado a Chile.<sup>2</sup>

Mapa 1.- Actividades de exploración de Petrobras



En lo que respecta a la evolución del mercado brasileño de gas natural y a la oferta para cubrir la demanda en este país es importante considerar las circunstancias actuales del mercado energético de Brasil: a) el gasoducto boliviano-brasileño transporta menos del 45% de su capacidad nominal debido a que el elevado costo de compra de gas natural en Bolivia impide una mayor penetración del energético en Brasil; y b) Petrobras ha descubierto en el año 2003 una gran reserva de 400 mil millones de m<sup>3</sup> de gas natural en Santos (ver Mapa 1), hecho que deberá influir en la visión estratégica del desarrollo

<sup>2</sup> Los hechos que llevaron a la renuncia del presidente boliviano en el año 2003 se basaron, entre otras cosas, en una protesta popular por la exportación de gas natural a la costa del Pacífico y, por consiguiente, a Chile y a EEUU de América.

energético brasileño (por los precios muy competitivos obtenidos, se espera cierta prioridad a esta reserva doméstica).

El último punto sobre la situación del gas natural en la región se relaciona con la actual crisis de abastecimiento energético que viene sufriendo Argentina y las implicaciones internacionales de la misma. En efecto, cabe recordar que una de las principales y más dinámicas interconexiones gasíferas del continente se da entre Argentina y Chile, donde se realiza la exportación de gas natural argentino a Chile. El gas argentino es utilizado para la producción de termoelectricidad y para abastecer a los sectores residencial e industrial. El gobierno argentino ha anunciado en marzo y abril de 2004 restricciones en las exportaciones de gas natural a Chile, debido a la crisis energética en aquel país. Si bien el problema de racionamiento en las exportaciones de gas natural está provocando una discusión muy profunda en Chile sobre la seguridad de un modelo de desarrollo energético basado en una fuente energética importada, la profundidad y la urgencia de esa discusión no hacen más que corroborar la ya mencionada evolución de la importancia del gas natural en la región.

Actualmente Argentina tiene contratos de exportación de gas a Chile, por un volumen aproximado de 12 millones de m<sup>3</sup>/día y también mantiene un contrato de exportación al Brasil de 2,5 millones de m<sup>3</sup>/día que abastecen la termoeléctrica de Uruguaiana. Existen otros compromisos en negociación que buscan ampliar la exportación a Uruguaiana a través de un gasoducto que conectará esta ciudad a Porto Alegre.

Lo expuesto arriba muestra que el gas natural ha venido incrementando su importancia en la matriz energética del Cono Sur. Por un lado, se han confirmado reservas importantes en Bolivia y Brasil y, por otro, el crecimiento del consumo ha sido notable en Chile. Además, el mercado consumidor brasileño es creciente, pero existen restricciones para una penetración más dinámica por el elevado precio de compra en boca de pozo del gas boliviano.

## **VI.2. PRINCIPALES ACTUACIONES PREVISTAS EN EL PASADO RECIENTE PARA EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL EN EL PARAGUAY**

Debido a los grandes beneficios que el país recibiría del hecho de contar con gas natural para su desarrollo, el gobierno nacional, desde 1993, ha venido realizando acciones tendientes a introducir el combustible en la matriz energética. Estas acciones se han basado en dos ejes principales. Por una parte, el acceso al gas boliviano, para lo cual los gobiernos del Paraguay y de Bolivia firmaron en Septiembre de 1996 un Protocolo de intención de compra-venta de gas natural. Este Protocolo, firmado en el marco de la ALADI (Asociación Latinoamericana de Integración), establece la intención de compra-venta de volúmenes que van de 2,4 a 3,5 millones de metros cúbicos diarios, de acuerdo a la disponibilidad del energético en Bolivia y a los requerimientos graduales de mercado del Paraguay. No existen compromisos de precio ni de transacciones comerciales.

Por otra parte, dicho acceso al gas natural y su penetración en el balance energético obligaba a poner en funcionamiento uno o varios gasoductos. Paraguay, por su posición geográfica, aparecía como una zona interesante no sólo como mercado final, sino también como país de “paso” necesario para una integración regional del gas natural.

## **VI.2.1. SOBRE EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL**

Hasta finales de 2003, la opción de abastecimiento de gas natural con mayor posibilidad era la de Bolivia. Las otras dos opciones (Argentina y Brasil) aparecían, en principio, mucho más remotas. Restricciones respecto a la cantidad de reservas en el caso argentino y un mercado amplio y en crecimiento continuo en Brasil descartaban a corto y medio plazo ambas opciones.

La opción boliviana, con ser la más posible, se encuentra, sin embargo en una fase de estancamiento que se ha visto agravada, además, por la crisis “político-energética” que ha sacudido a Bolivia. Esta opción de compra de gas boliviano también registra importantes debilidades, representadas principalmente por la limitada capacidad de negociación, financiera y de consumo del Paraguay.

Ante las dificultades de abastecimiento exterior de gas natural, la opción nacional se ha abierto paso progresivamente.

En efecto, en el Paraguay existen yacimientos de gas natural identificados en el Chaco. La certificación del volumen de las reservas está cada vez más cerca, encontrándose a la cabeza de este proceso la empresa internacional CDS Oil Group en alianza estratégica con la empresa paraguaya Primo Cano Martínez. A lo largo de 2004 se ha producido un cambio importante en la fase de exploración de hidrocarburos en el Paraguay. La elevada probabilidad de encontrar yacimientos relevantes de gas natural y de petróleo en la frontera con Bolivia ha despertado el interés de empresas internacionales. Estas empresas han ejercido una apuesta fuerte por los hidrocarburos en el Chaco paraguayo.

## **VI.2.2. SOBRE EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

A partir de la segunda mitad de la década de los noventa, en Paraguay se plantearon varios proyectos de transporte de gas natural, ligados o fomentados por su posición geográfica privilegiada, pues el camino más corto entre la zona productora (cuenca gasífera del noroeste argentino y el sur de Bolivia) y la de mayor demanda potencial (región sur-sudeste de Brasil) pasa por territorio paraguayo.

Entre los proyectos presentados destacan los siguientes que ha continuación se describen.

### VI.2.2.1. Gasoducto Transchaco (Gregory and Cook Inc.)

Estudio realizado en 1996 con el apoyo del Ministerio de Industria y Comercio, con el fin principal de construir en el Paraguay, ante el incremento de la demanda mundial de metanol y urea, las plantas para producir ambos productos. A este objetivo se añadía también la reconversión energética de la planta cementera ubicada en Valle Mi (sustitución de fuel-oil por gas natural). Una pequeña parte del consumo de gas natural previsto (un 6%) se dedicaría a otros consumos industriales y a la distribución en Asunción (principalmente en uso residencial-comercial).

El mismo estudio proponía un gasoducto con inicio en Vuelta Grande (Bolivia) y final en Asunción (unos 840 km).

La opción preferida para el gasoducto fue la de 18", con un coste de 182 millones de dólares USA.

El estudio también incluye un pequeño gasoducto de derivación de 8" a Valle Mi de 175 km y un coste aproximado de 20 millones de dólares USA. Otra derivación considerada de 10" es la de Villeta con una longitud de 35 km y un coste de 14 millones de dólares USA.

En síntesis, el coste total previsto del proyecto Transchaco ascendía a 216 millones de dólares USA:

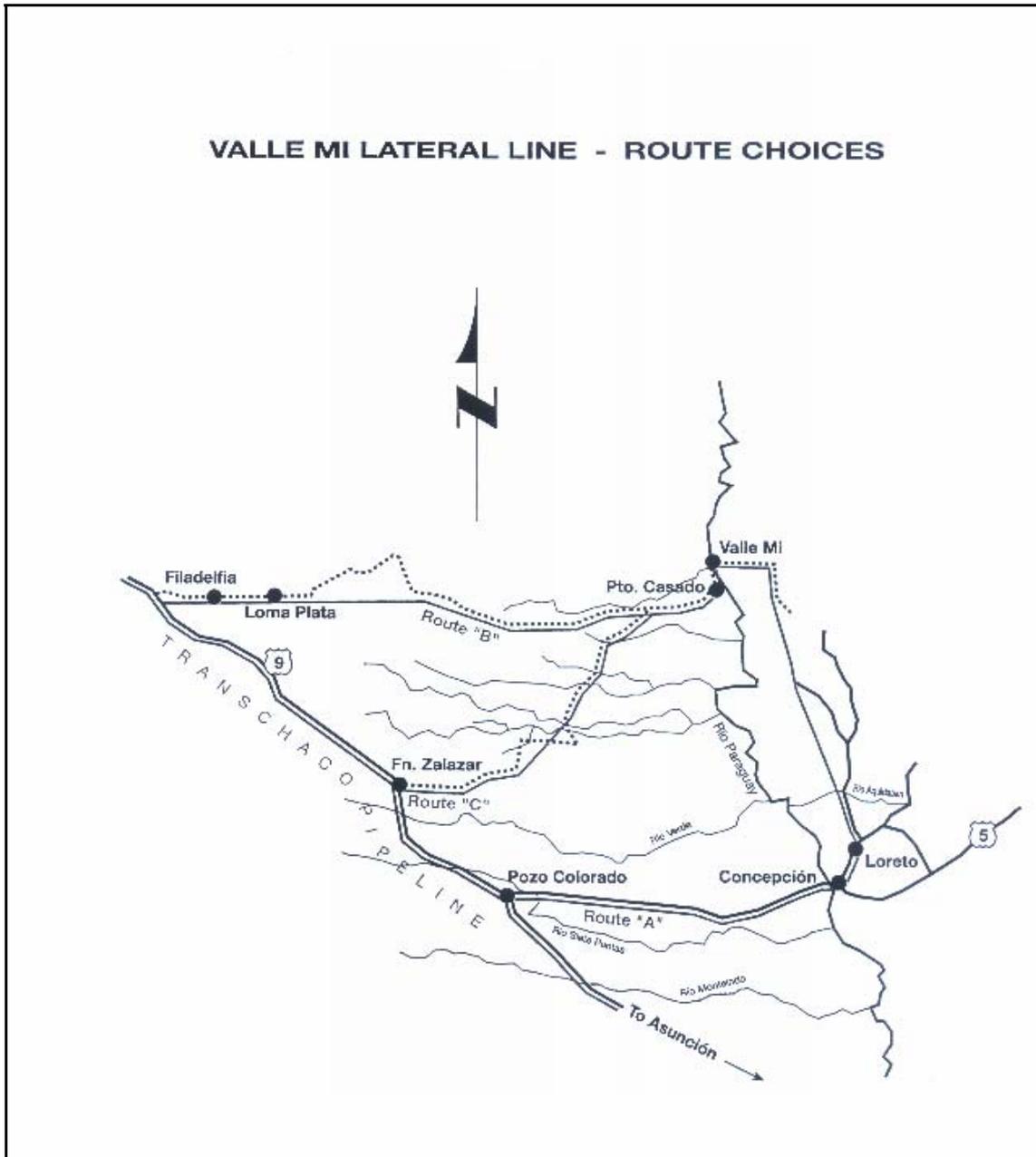
**Cuadro 1.- Distribución del coste estimado del proyecto (millones de dólares USA)**

Gasoducto de 18" (840 km)	182
Desviación Valle Mi de 8" (175 km)	20
Desviación Villeta de 10" (35 km)	14
<b>TOTAL PROYECTO</b>	<b>216</b>

Mapa 2.- Esquemas de los trazados del gasoducto y derivaciones (I)



**Mapa 3.- Esquemas de los trazados del gasoducto y derivaciones (II)**



**Valoración del estudio**

En primer lugar, debe ser destacado el hecho de que la idea general del proyecto (un gasoducto que tiene como objetivo el abastecimiento del mercado interno) es muy interesante: es una estrategia inicial acertada.

Sin embargo, cabe notar que la viabilidad de este proyecto de Gregory & Cook se basa en la instalación y operación de dos nuevas industrias (la de metanol y la de urea).

Una planta de metanol, sea para uso interno (mercado muy reducido) o para exportación, sería de difícil desarrollo en el país, puesto que en la actualidad el mercado de metanol está bien atendido con las plantas del Caribe y las del sur de Chile. Generalmente, los productores de metanol obtienen precios por debajo de 1 \$ USA/MMBTU<sup>3</sup> para el gas natural y se encuentran localizados cercanos a puertos marítimos, lo cual hace que las actuales fábricas sean muy competitivas. En concreto, vemos que sería muy difícil la viabilidad y rentabilidad de una planta de metanol en Paraguay.

En segundo lugar, la urea no es un fertilizante ampliamente utilizado en el Paraguay y en las zonas vecinas, donde la soja, el maíz, el trigo y el algodón, principales rubros de explotación agrícola, en suelos como los de Paraguay, necesitan fertilizantes NPK (nitrógeno, fósforo y potasio). Existe un proyecto de fertilizantes NP y NPK que fue desarrollado por el MIC, conjuntamente con técnicos nacionales e internacionales, mediante el apoyo de la ONUDI (Organización de las Naciones Unidas para la Industria).

Los precios del gas natural para las industrias que propone el estudio, del orden de 3,59 \$ USA/MPC = 3,84 \$ USA/MMBTU, son muy elevados comparados con los valores que se manejan actualmente en el Brasil (2,7 a 3,5 \$ USA/MMBTU).

#### **VI.2.2.2. Gasoducto del MERCOSUR (AEC, 1998)**

Los gobiernos de las provincias del noreste argentino y el gobierno central de Argentina han estimulado el transporte de gas natural hacia el noreste argentino, Brasil y Paraguay desde mediados de los 90.

A través de un estudio de factibilidad de ese gasoducto se concluyó que el mismo transportaría gas natural desde la cuenca noroeste de Argentina (provincia de Salta) hacia los Estados del sur y sudeste de Brasil. El proyecto fue denominado gasoducto del MERCOSUR y los estudios fueron realizados por Alberta Energy Company Pipelines de Canadá.

El proyecto gasoducto del MERCOSUR proponía una capacidad de 25 millones de metros cúbicos por día, transportando inicialmente 11 millones de metros cúbicos por día de gas natural. Se esperaba que la demanda de los Estados del Sudeste de Brasil correspondiera a aproximadamente 80% del gas transportado (el resto sería consumido en la trayectoria).

Se analizaron 12 rutas preliminares y diferentes tamaños de gasoductos para la línea principal con base en las perspectivas de demanda del mercado en las diferentes regiones.

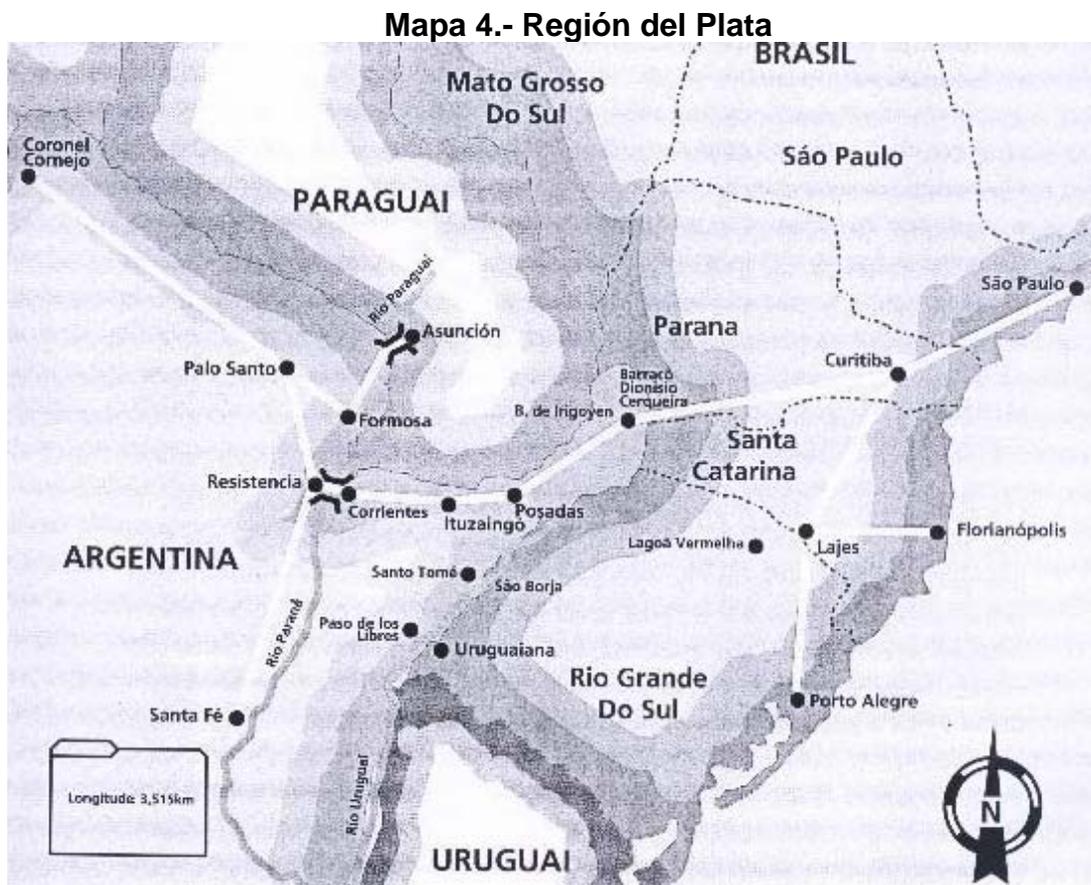
Los principales parámetros del proyecto de gasoducto del MERCOSUR son los siguientes:

---

<sup>3</sup> 1 MMBTU = 1.000.000 BTU = 1,07 MPC = 1,05 GJ.

- Capacidad del proyecto: 25 millones de metros cúbicos por día;
- Tamaño de la línea principal:
  - Caso base: 36 pulgadas/30 pulgadas/24 pulgadas (3.115 km de longitud)
  - Variaciones en las líneas laterales entre 6 pulgadas a 16 pulgadas.
- Coste total del caso base: 1470 millones de dólares USA.

El concepto inicial de dos rutas alternativas para el gasoducto se amplió a un total de doce opciones de rutas.



FUENTE: Gasoducto del MERCOSUR, AEC, 1998.

**Cuadro 2.- Gasoducto del MERCOSUR – Alternativa de trazado, estimaciones preliminares (costos de capital)**

<b>Rutas alternativas</b>	<b>VI (b)</b>	<b>VII (b)</b>	<b>VIII (f)</b>
Diámetro de la troncal, pulg.	30/24/20	30/24/20	36/30/24
Longitud del gasoducto, km	3.515	3.388	3.115
Caballos de fuerza del compresor	476	390	283
nº de estaciones compresoras	27	18	17
<b>Costos de capital (mill. dólares USA)</b>			
Gasoducto	1.020	1.030	1.170
Compresores	510	420	300
<b>Total</b>	<b>1.530</b>	<b>1.450</b>	<b>1.470</b>

FUENTE: Gasoducto del MERCOSUR, AEC, 1998.

### Valoración del estudio

A modo de comentario general, cabe notar que el contexto del mercado energético regional hoy, en el año 2004, es muy diferente al de la época en que se presentó esta alternativa de trazado del gasoducto del MERCOSUR, en marzo de 1998.

Desde el punto de vista regional, se tienen actualmente 5 gasoductos que exportan este combustible de Argentina a Chile y una nueva propuesta del gobierno brasileño de un gasoducto de Uruguaiana a Porto Alegre, además del gasoducto boliviano-brasileño ya existente.

Debe recordarse que existe actualmente una crisis de energía en la Argentina, proveniente de restricciones en la producción de gas natural que ha ocasionado serias dificultades para garantizar el abastecimiento al mercado interno y a Chile.

Por otro lado, hay que considerar el aumento de las reservas probadas de gas natural en el Brasil a niveles de 630 miles de millones de metros cúbicos, hecho que incentiva el uso y la producción doméstica, a precios competitivos y siendo ese el mayor mercado, tendrá consecuencias en el contexto regional y, por consiguiente, en ideas como la propuesta por el gasoducto del MERCOSUR.

### **VI.2.2.3. Proyecto de gasoducto de Enelpower**

La empresa subsidiaria del grupo ENEL de Italia, Enelpower SpA, con base en acuerdos firmados con el gobierno paraguayo, realizó un estudio de un proyecto conjunto gasoducto y central termoeléctrica de ciclo combinado.

El proyecto de gasoducto es bastante parecido al propuesto por Gregory & Cook. El trazado desde el sur de Bolivia hasta Asunción es de 850 km.

El proyecto consiste en producir energía eléctrica en Paraguay, con gas natural boliviano, con el fin de exportar la producción a Brasil, mediante las instalaciones de ANDE, con el consiguiente pago de peaje por el uso de esas instalaciones. La central termoeléctrica sería considerada una industria maquiladora de exportación.

Las dos partes principales del proyecto eran:

- Un gasoducto de 850 km y con capacidad inicial para transportar unos 4.000.000 de metros cúbicos de gas natural por día;
- Una central termoeléctrica de unos 750 MW y 5.000 GWh/año de producción para abastecer el mercado eléctrico brasileño (eventualmente el mercado nacional), en el régimen de industria maquiladora de exportación. El consumo diario estimado de esta central era del orden de 3.000.000 de m<sup>3</sup>/día.

La inversión total prevista ascendía a 700 millones de dólares USA.

El planteamiento realizado por ENELPOWER al gobierno del Paraguay (en particular sobre el papel de la ANDE) hizo fracasar el proyecto con la consecuente retirada de la empresa eléctrica italiana.

### **VI.2.2.4. Proyecto GASIN (ADTP, 2002)**

La Agencia de Desarrollo Tieté-Paraná (ADTP), Petrobras y el Grupo ENI de Italia firmaron en junio de 2001 un acuerdo empresarial para la realización de un estudio de viabilidad técnica y económica del gasoducto de la Integración. Participa del acuerdo como promotora, articuladora y divulgadora del emprendimiento la Agencia de Desarrollo Tieté Paraná (ADTP) que desarrolló la concepción básica del proyecto.

El gasoducto de la Integración (GASIN), en su concepción original, tiene una extensión aproximada de 5.250 km e implica unas inversiones del orden de 5.000 millones de dólares USA para traer gas natural de Bolivia y Argentina a las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste del Brasil.

Partiendo de los yacimientos del sur de Bolivia, el gasoducto pasaría por Argentina, donde se integraría a la red de ductos de ese país, contemplando también una ramificación para abastecer el Paraguay. Se espera que el

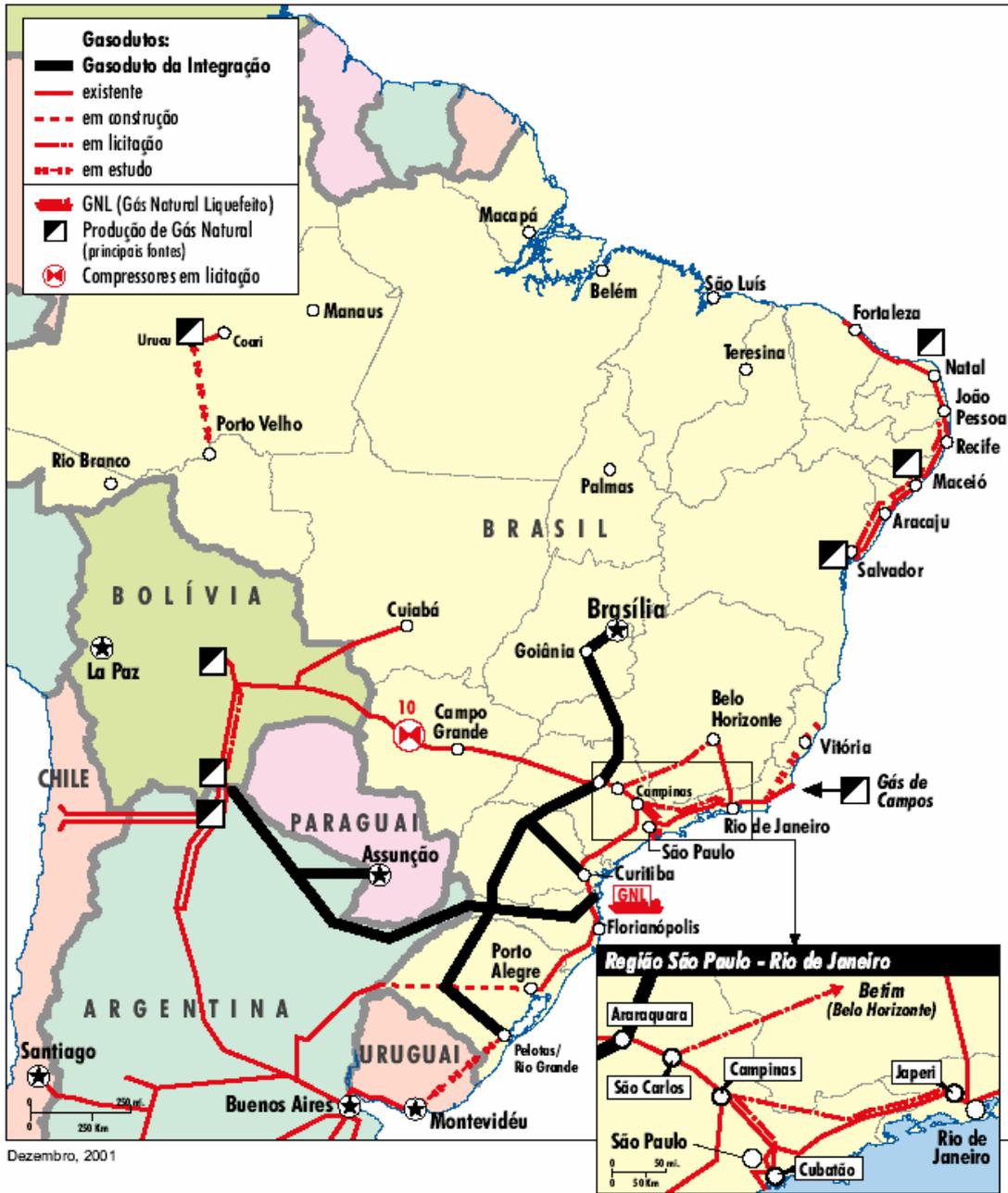
gasoducto ingrese por el oeste del Estado de Santa Catarina, recorriendo unos 3.450 km hasta Brasilia.

Para la ADTP, en Brasil, el gas natural sería usado principalmente para la generación térmica de energía, lo que contribuiría a disminuir riesgos de nuevas crisis energéticas, como la pasada en el año 2001. No obstante, en la medida en que crezca la disponibilidad de gas, sus usos se diversificarían para:

- Cogeneración industrial y comercial, donde el gas es quemado con gran eficiencia para producir simultáneamente electricidad y vapor.
- En la industria, para sustituir la nafta y el aceite combustible, con grandes ganancias ambientales.
- En varios procesos químicos y petroquímicos como insumo más limpio.
- Usos residenciales.
- En las grandes flotas de vehículos de transporte (principalmente transporte público urbano), reduciendo la contaminación.

Mapa 5.- Proyectos de gasoductos en Brasil y en la región del Plata

Rede de Gasodutos



FUENTE: Proyecto GASIN, ADTP, 2002.

## **Valoración del proyecto GASIN**

La iniciativa de GASIN fue lanzada e impulsada durante el gobierno de Fernando Enrique Cardozo, dentro de una estrategia de política exterior brasileña que promovía la integración suramericana en concordancia con otros programas y estrategias de ese gobierno. Si bien el nuevo gobierno brasileño del Presidente Inácio Lula da Silva (que gobierna desde enero de 2003) también ha declarado y mostrado una visión integracionista en el ámbito suramericano, el impulso para megaproyectos internacionales como este no parece ser prioridad gubernamental en este momento. De hecho, el nuevo gobierno se ha encontrado con nuevos elementos que cambian el escenario de hace dos años; en particular, el nuevo elemento principal es el hallazgo de nuevas e importantes reservas de gas natural a escasos kilómetros de la ciudad de Sao Paulo.

Las informaciones publicadas en la prensa brasileña muestran que, para el actual gobierno, una de las barreras para expandir el mercado interno de gas natural se refiere a los precios del gas natural importado. En efecto, los precios del gas natural boliviano se encuentran en moneda fuerte (dólares USA) y responde a variaciones del mercado internacional y de una cesta de combustibles equivalentes. El precio de ese gas fue resultado de una negociación entre gobiernos hace más de 10 años, cuando la moneda brasileña estaba valorizada y estable y cuando las reservas bolivianas del energético eran muy limitadas. Actualmente, como ya se ha mencionado, la situación es diferente: los precios de los combustibles a los usuarios finales en los países del MERCOSUR están comparativamente bajos en moneda fuerte y existe abundancia de reservas de gas, inclusive en regiones próximas a los centros de consumo.

### **VI.2.2.5. Proyecto COMIGAS (2002)**

Al tratarse de un estudio realizado en 2002 por el Grupo Asesor de la COMIGAS, veremos con mayor detalle, el alcance de su contenido. Este estudio podría ser la base de partida de un Plan de Desarrollo del Gas Natural en el Paraguay, basado en la explotación de las reservas domésticas, localizadas en el Chaco.

Este estudio establece dos posibles alternativas de abastecimiento de gas natural al Paraguay:

- A través del denominado “gasoducto MERCOSUR”, cuyo trazado contempla arrancar de los pozos de Salta - Argentina y recorrer las provincias nortenas de Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones para cruzar al Brasil desde Posadas. Asunción se alimentaría mediante un ramal derivado en Formosa.
- A partir de Vuelta Grande - Tarija (Bolivia) mediante un gasoducto que ingresa en territorio paraguayo en las inmediaciones del Hito II con un recorrido total de cerca de 850 km hasta Asunción y ramificaciones

menores hasta Vallemí, Ciudad del Este y Encarnación para cubrir los principales mercados potenciales de la región oriental. Se plantean tuberías de diversos diámetros (10-18 pulgadas) en función de los distintos escenarios de consumo considerados.

Este último trazado, con variantes más recientes, es el que sigue siendo considerado el más conveniente y factible.

En cuanto a la probable demanda a ser atendida, la que puede ser establecida con bastante precisión es la correspondiente a la generación de electricidad y, en un segundo grado de certidumbre, una planta de producción de fertilizantes siempre que se pueda definir con cierta precisión la capacidad de producción requerida. Los otros tipos de consumo se ven bastante más indefinidos y de difícil prospectiva.

En todo caso, se establece una demanda de alrededor de 3,0 MMm<sup>3</sup>/día correspondiente a una planta de generación eléctrica de ciclo combinado de 700-750 MW en las cercanías de Asunción; otra de alrededor de 0,6 MMm<sup>3</sup>/día correspondiente a una planta termoeléctrica de 150 MW en Loma Plata (Chaco Central) a la que se sumaría una demanda adicional que gradualmente alcanzaría unos 1,5 MMm<sup>3</sup>/día al cabo de algunos años, dependiendo del esfuerzo que se ponga en la modificación de las costumbres del público consumidor. Estos niveles de demanda, de valores que no sobrepasarían los 5 MMm<sup>3</sup>/día, podrían ser atendidos mediante un gasoducto de 16 o 18 pulgadas de diámetro.

En este sentido, hay que remarcar que si bien existe un manifiesto interés por parte de las grandes compañías productoras de gas natural, tanto del norte Argentino como de Bolivia, en celebrar contratos de suministro a largo plazo, dicho interés se puede ver incrementado y consolidado si se logra atender al mismo tiempo las necesidades de los Estados del Sur-Sudeste del Brasil (Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul y Santa Catarina) cuya demanda fácilmente puede superar los 20 MMm<sup>3</sup>/día.

Así, la perspectiva de un gasoducto diseñado para atender demandas del orden de 30 mmm<sup>3</sup>/día del mercado del Sur de Brasil, partiendo de los mismos potenciados campos del Sur de Bolivia y pasando en Paraguay por Loma Plata (Chaco Central), Asunción y la zona de Ciudad del Este/Foz do Iguazú, parece constituir la alternativa más factible. Este que sería el “tercer gasoducto Bolivia - Brasil”, pasando por territorio paraguayo, podría atender perfectamente la demanda nacional, constituyendo al mismo tiempo un gasoducto integrador de mercados, de alto interés para la región.

### **Objetivos del Proyecto**

Los fines del proyecto arriba perfilado serían

- Ofertar energía eléctrica producida a partir de gas natural boliviano.

- Presentar un proyecto alternativo de transporte de gas natural al Brasil, a precios competitivos. Los estudios de factibilidad de un gasoducto, para minimizar los costos de inversión, deben buscar el trayecto más corto para llegar al mercado consumidor de gas natural en el país de destino.

Compitiendo con el anterior se tiene el proyecto denominado “gasoducto del MERCOSUR”, que está impulsado por las provincias del noreste argentino con el propósito de llevar gas natural de bajo costo a esa región y que se viabiliza económicamente con la venta de gas natural a los estados meridionales del Brasil. Este proyecto, como ya vimos, incluye un ramal a Asunción.

Si bien en el proyecto gasoducto del MERCOSUR se menciona el abastecimiento del Paraguay por medio de un ramal de la troncal (que pasa por las Provincias del Noreste argentino e ingresa al Brasil por Santa Catarina o Paraná, bordeando la frontera paraguayo-argentina), este proyecto resalta la conveniencia de que la troncal del gasoducto pase por territorio nacional, sea cual fuere el proyecto que se ejecute. De esta manera, los costos de transporte para el Paraguay y los Estados Brasileños de mayor consumo de gas natural serían sensiblemente inferiores que en otras opciones. Sin embargo, una condición importante para que la troncal del gasoducto pase por el Paraguay es la creación de un mercado nacional que justifique el trazado del mismo por territorio nacional.

En tal sentido, se destacan las oportunidades asociadas como la generación termoeléctrica en Loma Plata con reutilización del calor efluente en las industrias lácteas y frigoríficas del complejo industrial de las colonias menonitas del Chaco Central, el abastecimiento de energético sustitutivo a la industria cementera de la zona de Vallemí hoy suplida con derivados pesados de petróleo importados, así como la generación termoeléctrica en Horqueta principalmente para exportación a Mato Grosso do Sul. Se señala aquí que los puntos elegidos para generación termoeléctrica, tanto en el caso de Loma Plata (ubicada sobre el trazado del gasoducto troncal), como en el de Horqueta (que podría abastecerse del mismo ramal que atiende las cementeras) y el de Asunción, constituyen nodos terminales de carga en el sistema interconectado de la ANDE, por lo que la inyección de generación eléctrica en esos puntos mejoraría substancialmente el desempeño general del sistema posibilitando mejor control del perfil tensión y aliviando las líneas de transmisión.

Como Asunción se encuentra relativamente próxima a los campos de producción de gas natural (a unos 840 km de Villamonte o 900 km de Salta) y la metodología de tarifación de los proyectos mencionados es la de cobrar una tarifa de transporte proporcional a los costos de transporte, se espera que el costo “city gate” del gas natural sea altamente competitivo en Asunción (igual o inferior a 2,00 \$ USA/Millón de BTU).

Por consiguiente, considerando la disponibilidad de gas natural a precios competitivos se puede pensar en generar energía eléctrica con gas natural para el subsistema metropolitano de la ANDE, lo cual posibilita producir energía con costos inferiores al de la energía de las centrales hidroeléctricas, incluyendo los costos de transporte. Al mismo tiempo, como las centrales térmicas son consumidores intensivos de gas natural, un proyecto de este tipo

colabora en la viabilidad de un gasoducto de gran porte al Paraguay (o a través de él).

COMIGAS ha dividido el proyecto en 3 etapas, en función de las zonificaciones naturales de la demanda, de tal forma que se pueda tener un proceso manejable de promoción de inversiones.

Dichas etapas son:

– **1ª Etapa: Proyecto gasoducto Vuelta Grande - Loma Plata**

Consiste en realizar la construcción, operación y mantenimiento de un gasoducto troncal de diámetro 18" pulgadas que parte de Bolivia (Vuelta Grande) y termina en Mcal. Estigarribia (Chaco Paraguayo) de aproximadamente 310 km de longitud y un ramal que parte de Mcal. Estigarribia y termina en Loma Plata de diámetro 8" pulgadas de aproximadamente 95 km de longitud. Ambas con capacidad suficiente para el transporte de gas de las siguientes etapas del proyecto.

Además, la construcción de una central termoeléctrica de 150 MW en Loma Plata que permitiría la exportación de la energía eléctrica producida a través del sistema de transmisión de la ANDE y resolvería un problema técnico que se presentará con el aumento de la demanda eléctrica del Chaco Central, en respuesta al rápido crecimiento de la producción agroindustrial de las Colonias Menonitas.

Para esta etapa se requiere de una inversión de aproximadamente 158 millones de dólares USA y el plazo estimado es de 15 meses, desde el inicio de la construcción hasta la puesta en marcha.

– **2ª Etapa: Proyecto gasoducto Mcal. Estigarribia – Asunción y Ramales Loma Plata – Vallemí – Asunción – Villeta.**

Consiste en realizar la construcción, operación y mantenimiento del gasoducto como prolongación del troncal de diámetro 18" pulgadas, desde Mcal. Estigarribia hasta Asunción de aproximadamente 530 km de longitud y prolongación del ramal Loma Plata hasta Vallemí de diámetro 8" pulgadas, aproximadamente 220 km de longitud.

Gasoducto Asunción – Villeta, longitud aproximada de 30 km y de un diámetro de 6" pulgadas.

Además, incluye la construcción de una central termoeléctrica en Asunción de 750 MW.

– **3ª Etapa: Proyecto Distribución de Gas por Redes.**

Construcción, operación y mantenimiento de ductos de distribución por medio de redes en Asunción, pudiendo extenderse a otras ciudades de importancia como: Coronel Oviedo, Ciudad del Este, Encarnación y ciudades aledañas a Asunción.

### **Premisas Técnico-económicas del Proyecto**

- Por razones de costos y de eficiencia en la operación de un sistema eléctrico, se eligieron las centrales térmicas de ciclo combinado.
- El subsistema metropolitano (Asunción y alrededores) constituye el 65% de la demanda total del sistema eléctrico nacional. Dicho sistema está atendido (en base) por la potencia contratada de ITAIPÚ. La inyección de energía de origen térmico en este subsistema es una de las alternativas más interesantes.
- Generar energía eléctrica en Asunción o alrededores implica la necesidad de un servicio de transporte hasta la frontera para posibilitar su venta a empresas brasileñas. Esta energía podría ser entregada a las distribuidoras interesadas sin ninguna inversión especial adicional (podría ser exportada al Brasil a través de la convertora de Foz que cuenta con capacidad remanente aún con la instalación de la 10ª unidad generadora de 50 Hz) y a un precio que se encuentra en el orden del costo marginal de expansión en el Brasil (entre 35 \$ USA/MWh y 40 \$ USA/MWh). Esta energía puede ser colocada en el mercado del sistema sur/sureste/centro-oeste, donde los requerimientos de expansión son del orden de 2.000 MW anuales.
- Se toma como caso de referencia en el análisis una central de ciclo combinado de 700 - 750 MW, con rendimiento térmico variable con relación al factor de carga (el rendimiento de las centrales más modernas pueden alcanzar el 58%). Se escogió esta capacidad instalada por las siguientes razones: gran consumo de gas natural; altos beneficios totales al país; adecuada a la actual capacidad de ANDE para la transmisión de energía desde el Sistema Metropolitano al mercado brasileño; y bajos costos unitarios de capital de una central estándar de este tamaño. Esta central operaría con un factor de carga del 80%, que es aproximadamente el factor de carga de la energía que actualmente la ANDE retira de la ITAIPÚ.
- El Sistema Norte de Transmisión de la ANDE presenta buenas condiciones para la inyección de energía de origen térmico, posibilitando algunos interesantes proyectos:
  - Generación de alrededor de 150 MW en Loma Plata (Chaco Central). Este proyecto, además de permitir la exportación de la energía eléctrica producida al estado brasileño de Mato Grosso do Sul a través del Sistema de Transmisión de la ANDE, resuelve un problema técnico que se presentará con el aumento de la demanda eléctrica del Chaco Central.
  - Generación de alrededor de 200 MW en Horqueta. La energía eléctrica así generada podría ser colocada en el mercado subregional (Vallemí - Porto Murtinho y Pedro Juan Caballero - Ponta Porá).
- El costo del gas natural “city gate” en Asunción sería del orden de 2,00 \$ USA/millón BTU, puesto que el precio del hidrocarburo en “boca de pozo”

en la cuenca productora es de aproximadamente 1,20 \$ USA/millón BTU y el costo de transporte hasta Asunción es del orden de 0,80 \$ USA/millón BTU. Se asume que el costo del gas natural en Loma Plata será también del mismo orden si bien en rigor, debería ser ligeramente inferior.

- Las centrales de ciclo combinado operarían en el sistema eléctrico nacional como productores para exportación (por régimen de maquila). La ANDE establecería el contrato comercial para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica con el(los) productor(es) mediante el cobro de un peaje tarifado de acuerdo a los niveles estándar practicados en la región.

### **Resultados esperados del Proyecto**

Los resultados esperados que se obtienen de la aplicación del Proyecto se resumen en los siguientes términos:

- El monto de los contratos de transporte significaría para la ANDE unos ingresos adicionales entre \$ USA 15 y 20 millones anuales.
- La(s) central(es) de ciclo combinado operaría(n) como central(es) de base en el sistema, con Factor de Carga del orden del 80%. Con estos parámetros el volumen de consumo de gas natural se aproxima a 3.000.000 m<sup>3</sup>/día.
- La inversión total (incluyendo intereses durante la construcción) ascendería a unos 320 M de dólares USA para la central de 700 - 750 MW en Asunción.
- La inversión total (incluyendo intereses durante la construcción) alcanzaría los 50 M de dólares USA para la central de 150 MW en Loma Plata.
- Si el precio monómico (en promedio) del contrato de la termoeléctrica con las empresas brasileñas fuese de 35 \$ USA/MWh, midiendo la energía en barras de la central, la Tasa Interna de Retorno del capital integrado de la termoeléctrica en Asunción podría alcanzar el 30%.
- Para las opciones de Loma Plata u Horqueta se deberá incluir en el análisis la inversión adicional para la conversión de frecuencia.
- Es técnicamente viable la instalación de la central en la zona próxima a la Estación de Limpio o la de Guarambaré, puesto que pequeñas inversiones en refuerzo de la transmisión en 220 kV a la Estación San Lorenzo permitirán la operación de esa central.
- También es técnicamente factible la instalación de centrales termoeléctricas en las inmediaciones de Loma Plata y Horqueta que brindan facilidades de acceso al sistema de transmisión.

- Adicionalmente, el consumo de gas natural de la central es fundamental para viabilizar un proyecto de gasoducto que pase por territorio paraguayo transportando gas natural al Brasil.

### **Valoración del Proyecto COMIGAS**

Como los proyectos anteriores, el Estudio liderado por COMIGAS plantea unos objetivos loables para el Paraguay en lo que se refiere a la opción gasista. Pero, al igual que los anteriores, también adolece de unas debilidades que, al menos hasta finales de 2004, lo hacen prácticamente inviable. De nuevo nos encontramos con un legítimo y gran interés por el gas natural, plasmado en un estudio riguroso, pero de difícil realización, dada la existencia predominante de variables exógenas no controlables por el gobierno paraguayo. Entre estas cabe destacar:

- El origen exterior del gas natural con su corolario de dependencia externa y riesgo en el abastecimiento.
- La volatilidad del precio en origen del gas natural.
- El interés de la inversión extranjera como fuente de financiación única para llevar a cabo este proyecto, cuyo coste para las tres fases previstas podría acercarse a 1.000 millones de dólares USA. Esta inversión es una barrera financiera infranqueable para el Paraguay.
- A lo anterior hay que añadir un creciente desinterés por parte de la inversión extranjera en la región (MERCOSUR) en general y, sobre todo, en Paraguay durante los últimos años.

Sólo el cambio del origen externo del gas natural por la producción nacional y un mayor interés por parte de la inversión extranjera en el desarrollo del gas natural en el Paraguay pueden hacer realidad la opción gasista y recuperar, por tanto, parte del Proyecto de COMIGAS. Estos cambios parecen haberse producido a finales de 2004.

## **VI.3. UNA APROXIMACIÓN AL MERCADO POTENCIAL DE GAS NATURAL**

El mercado potencial de gas natural está compuesto por: el mercado de sustitución de combustibles; nuevas industrias que se instalen en el país, que sean intensivas en el uso de gas natural; y la generación termoeléctrica.

### **VI.3.1. EL MERCADO DE SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES**

El gas natural puede ser utilizado como sustituto de combustibles convencionalmente usados en Paraguay. Esto podría tener ventajas de orden ambiental y de eficiencia en el consumo de energía. Como es evidente, un trazado de gasoducto generalmente determina un área próxima donde es posible realizar la sustitución. Por ello, las estimaciones de mercado que se han realizado en el ámbito del Viceministerio de Minas y Energía y de los trabajos encomendados por esa repartición corresponden a las zonas que serían alcanzadas por el gasoducto, a saber: Chaco central; área del Chaco próxima a Asunción, área metropolitana de Asunción y las zonas aledañas a las principales rutas del país (rutas II y VII en la dirección este-oeste, que unen Asunción con Ciudad del Este; y ruta I, hacia el sur del país, que une Asunción con Encarnación).

A continuación, se presenta un breve análisis sobre algunas posibilidades de sustitución:

#### **Sector doméstico**

El sector doméstico se refiere principalmente a la sustitución del GLP y de parte de la electricidad para el calentamiento de agua en las viviendas de los centros urbanos de interés de un posible trazado de gasoducto.

Según algunos estudios encomendados por el gobierno paraguayo, los principales centros urbanos donde podría tenerse una sustitución de los energéticos mencionados arriba son: Asunción, ciudades del área metropolitana de Asunción en el Departamento Central, Caacupé (capital del Departamento de Cordillera, Encarnación (capital del Departamento de Itapúa) y Ciudad del Este (capital del Dpto. de Alto Paraná).

Según esos estudios, el consumo total del sector doméstico en esas zonas sería del orden de 80 millones de metros cúbicos anuales (año 2006).

### **Sector transporte**

En cuanto al transporte, el parque automotor que podría realizar de una manera más rápida la sustitución es el constituido por los vehículos de transporte urbano del área metropolitana de Asunción, los taxis que utilizan actualmente GLP y gasolinas en esa misma área y los vehículos particulares que consumen GLP y gasolinas en Asunción, Ciudad del Este y Caacupé. También se considera el consumo potencial en el área del Chaco central, donde están instaladas las colonias menonitas.

Según estimaciones que manejan en el Viceministerio de Minas y Energía, el consumo del sector transporte podría ser del orden de 100 millones de metros cúbicos anuales (2006).

### **Sector servicios**

En este rubro entrarían los hoteles, restaurantes, hospitales, supermercados y shopping centers en los mismos lugares donde se considera la posible sustitución de combustibles en viviendas.

Según las estimaciones, este mercado potencial podría llegar a ser del orden de 33 millones de metros cúbicos anuales (año 2006).

### **Sector industrial**

El gas natural podría reemplazar con ventajas, sobre todo de tipo ambiental, a otros combustibles como la leña, el fuel-oil o el gasoil en toda la gama de producción de calor industrial desde simples hornos de chiperías o panaderías hasta industrias metalúrgicas y acerías, plantas asfálticas, destilerías, etc.

En el sector industrial se consideran las principales industrias en el Chaco central, en la región chaqueña próxima a Asunción (Departamento Presidente Hayes), en el área metropolitana de Asunción, en la trayectoria de las rutas II y VII, en Ciudad del Este y alrededores y en la ciudad de Encarnación y alrededores. Asimismo, se considera el consumo puntual e importante de la Industria Nacional de Cemento en el Departamento de Concepción.

Los principales rubros considerados son los de cerámica roja, Acepar (industria siderúrgica), Industria Nacional de Cemento, industria del vidrio, panaderías, industrias de bebidas y agroindustrias.

Según estimaciones del Viceministerio de Minas y Energía, el consumo potencial del sector industrial podría llegar a ser del orden de 240 millones de metros cúbicos anuales.

### **VI.3.2. NUEVA INDUSTRIA: PLANTA DE FERTILIZANTES**

El Paraguay es un país de economía agroexportadora. Los cultivos de soja, maíz híbrido, trigo y algodón son los principales ejes de la revolución agrícola que ha venido ocurriendo desde fines de los 70. Según datos del Ministerio de Industria y Comercio (MIC)<sup>4</sup> el país importa anualmente unas 200.000 t de fertilizantes NPK y NP,<sup>5</sup> que concuerda con las necesidades de fertilización de sus principales cultivos.

En algún momento se ha hablado de producir urea en el Paraguay, pero el estudio que realizó el MIC conjuntamente con la ONUDI (Organización de las NNUU para el Desarrollo Industrial) y que recibió apoyo de Japón demostró que este tipo de fertilizante (solamente nitrogenado) no tiene mercado en el país; por tanto, lo conveniente sería optar por tecnologías que produjeran lo que el mercado paraguayo y regional necesitan: NPK y NP.

La planta de fertilizantes que ha estudiado el MIC se localizaría probablemente en Villeta (se da una opción en Presidente Franco) y produciría alrededor de 1.000.000 t/año de fertilizantes para el mercado local y el transfronterizo.

Desde el punto de vista de este estudio, lo principal es que el consumo de gas natural de cualquiera de las opciones tecnológicas que se plantean es elevado: de 300.000 a 500.000 m<sup>3</sup> de gas natural por día.

### **VI.3.3. LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA**

A pesar de que el país produce excedentes de hidroelectricidad, los costos reales de la energía de las centrales binacionales puesta en el área metropolitana de Asunción o en el Chaco central son relativamente elevados. Además, la satisfacción del crecimiento de la demanda en esa área requiere de grandes inversiones en transmisión que la empresa nacional tiene dificultades de hacer con recursos propios. Existe, asimismo, la posibilidad de incrementar los excedentes de energía eléctrica para exportación por medio de generación termoeléctrica. Como ya hemos visto, en el pasado reciente se han planteado varias opciones para la construcción de una/varias centrales de ciclo combinado. En la actualidad, de confirmarse un nivel de reservas razonables cuya extracción sea viable técnica y económicamente en el Chaco paraguayo, se está planteando la hipótesis realista de construir una central de ciclo combinado de 50 MW dirigida a abastecer principalmente las necesidades

---

<sup>4</sup> Ministerio de Industria y Comercio: Propuesta de inversión en una planta de fertilizantes en Paraguay, folleto promocional, Asunción, 1999.

<sup>5</sup> Nitrógeno (N), Fósforo (P) y Potasio (K).

crecientes de electricidad de las comunidades menonitas. Las empresas extranjeras actualmente presentes en la fase de exploración, también plantean la posibilidad de construir una segunda central de ciclo combinado de 750 MW, cerca de Asunción, en los años 2010-2013 siempre y cuando que se confirmen sus expectativas sobre las reservas de gas natural.

Como es obvio, la puesta en marcha de estas centrales de ciclo combinado abren un importante mercado potencial para el gas natural en el Paraguay que podría acercarse a las 700.000 tep (suponiendo un régimen de funcionamiento de 6.000 horas/año y una eficiencia de las centrales cercana al 60%).

**Cuadro 3.- Distribución geográfica del mercado potencial de gas natural**

Área geográfica	% del total (sin planta de fertilizantes ni generación)	% del total (con planta de fertilizantes y generación eléctrica)
Asunción	22,9	6,3
Departamento Central	22,9	78,7
Departamento Cordillera	6,0	1,7
Departamento Pte. Hayes	9,1	2,5
Chaco Central	2,5	0,7
Departamento Concepción	15,6	4,3
Departamento Alto Paraná	18,8	5,2
Departamento Caaguazú	0,1	NS
Departamento Itapúa	2,1	0,6
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Total (m<sup>3</sup>/día)</b>	<b>1.300.000</b>	<b>4.600.000</b>

NS: No significativo

FUENTE: Elaboración propia con datos de estudios entregados al Viceministerio de Minas y Energía.

**Cuadro 4.- Distribución del mercado potencial de gas natural de acuerdo a los sectores de consumidores**

<b>Sector consumidor</b>	<b>% del total (sin planta de fertilizantes ni generación)</b>	<b>% del total (con planta de fertilizantes y generación eléctrica)</b>
<b>Transporte</b>	23,0	6,4
<b>Industria</b>	52,2	21,0
<b>Doméstico</b>	17,7	4,9
<b>Servicios</b>	7,1	2,0
<b>Generación Eléctrica</b>	-	65,7
<b>Total</b>	100,0	100,0
<b>Total (m<sup>3</sup>/día)</b>	<b>1.300.000</b>	<b>4.600.000</b>

FUENTE: Elaboración propia con datos de estudios entregados al Viceministerio de Minas y Energía.

#### **VI.3.4. VALORACIÓN DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS SOBRE EL MERCADO POTENCIAL DE GAS NATURAL**

Centraremos nuestras reflexiones en el mercado potencial del gas natural para usos finales como energía de sustitución de otras energías, principalmente de productos petrolíferos y de biomasa. Obviamente este mercado potencial podría triplicarse si se introducen hipótesis sobre nuevas industrias y sobre generación eléctrica con centrales de ciclo combinado.

El mercado potencial, por sustitución, estimado por trabajos entregados al VMEM lo sitúan ligeramente por debajo de 500.000 tep. Esta cifra, aun siendo razonable, se nos antoja demasiado conservadora, sobre todo en un horizonte a largo plazo en el que se supone que la biomasa debe ser la energía prioritaria a sustituir por el gas natural no solo en la industria sino también en el sector residencial. La biomasa constituye, por tanto, el principal “mercado” de sustitución, pues los productos petrolíferos (fuel-oil y GLP) en la industria y en el sector residencial-comercial apenas suponen 80.000 tep (suponiendo una tasa de sustitución equivalente al 50% de su consumo durante 2002).

Creemos, sin embargo, que el mercado potencial estimado para el transporte está sobrevalorado pues este debe centrarse exclusivamente en el transporte público en el que la capacidad de penetración del gas natural se ve limitada por problemas de sustitución de flota y su correspondiente coste económico. La débil utilización del gas natural en transporte en países con larga tradición gasista es una muestra de la dificultad de penetración de esta energía como carburante en sustitución del gasoil. En la UE-15, el consumo de gas natural en transporte apenas llegó a 400.000 tep en 2002, siendo Italia el país con mayor utilización de este hidrocarburo en transporte por carretera. Otros países, como Francia, apenas utilizaron 36.000 tep en transporte. En España, la utilización del gas natural aún se encuentra en la fase “experimental” sobre todo en transporte público urbano.

En definitiva, en un horizonte a largo plazo podríamos hablar de un mercado potencial del gas natural para usos finales por sustitución de otras energías ligeramente superior a 700.000 tep y en el que la biomasa (con algo más de 600.000 tep) sería la principal energía sustituida tanto en la industria como en el sector residencial-comercial. En la siguiente tabla se muestra la distribución sectorial que tendría este mercado potencial.

**Cuadro 5.- Estimación de la distribución sectorial del mercado potencial (%)**

Industria	55
Residencial-comercial	42
Transporte	3
Total	100

## **VI.4. EL MERCADO POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN EL PARAGUAY**

### **VI.4.1. LA FASE DE EXPLORACIÓN**

La alianza estratégica acordada entre la empresa extranjera CDS Oil Group y la empresa paraguaya Primo Cano Martínez ha supuesto un importante cambio por el interés de encontrar hidrocarburos en el Chaco de paraguayo. A finales de 2004 eran ya varias las empresas extranjeras interesados en la exploración de hidrocarburos en esta zona del Paraguay. Entre estas empresas destacan, además de la mencionada más arriba, Amerisur / Bohemia, Aurora Petróleos / Boreal Petróleos.

Todas las empresas, aún en la fase de concesión de licencia, esperan comenzar con la exploración a lo largo de 2005. Todas ellas han manifestado un elevado convencimiento en obtener unos resultados positivos de la fase de exploración de la que esperan certificar un volumen de reservas razonable que viabilice su extracción. La cuantificación de estas reservas está aún pendiente de una valoración fiable que probablemente se producirá a lo largo del año en curso (2005).

### **VI.4.2. UNA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FUTURA DE GAS NATURAL EN EL PARAGUAY**

Con la información actual disponible es difícil prever el volumen de producción. Como requisito previo es necesario que las empresas implicadas en la fase de exploración certifiquen el volumen de reservas y, en base a estas, podría trazarse una senda posible del volumen de producción.

No obstante a lo anterior, con los proyectos esbozados por las empresas interesadas en la búsqueda y desarrollo del gas natural en el Paraguay, se puede estimar un nivel “mínimo” de producción en el horizonte 2007-2013. Este nivel “mínimo” es el necesario para satisfacer las necesidades de gas natural previstas en el funcionamiento de los proyectos: una primera central de ciclo combinado de 50 MW que entraría en funcionamiento a principios de 2007 y otra segunda central de 750 MW al final del periodo (2013). En una fase posterior (y en función del nivel de producción) podría plantearse la utilización del gas natural no sólo en nuevas actividades industriales, sino también en actividades industriales existentes como energía de sustitución principalmente de la biomasa. Igualmente cabe plantear el desarrollo de una red de distribución que haga llegar el gas natural al sector residencial-comercial.

Dicho nivel “mínimo” también puede incluir un excedente orientado a la exportación.

Con esas hipótesis se han planteado los siguientes volúmenes de producción de gas natural:

**Cuadro 6.- Estimación de los volúmenes de producción de gas natural (miles de tep)**

año	Producción	año	Producción
2007	50	2011	200
2008	50	2012	200
2009	100	2013	400 (1)
2010	100		

(1) La central de 750 MW inicia su andadura, con un régimen de funcionamiento de 6.500 horas, en el último trimestre para el que hemos supuesto una producción de 1.200 GWh, lo que implica un consumo aproximado de gas natural de 180.000 tep. En 2014, la central con un régimen de funcionamiento de 7.000 horas/año genera 5.250 GWh, lo que supone un consumo de gas natural de aproximadamente 780 mil tep (con rendimiento del 58%).

## **CAPÍTULO VII. ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE**

### **ÍNDICE**

<b>VI.1. ENERGÍAS RENOVABLES .....</b>	<b>2</b>
VI.1.1. VISIÓN GLOBAL. TENDENCIAS Y PAPEL EN EL BALANCE ENERGÉTICO .....	2
VI.1.2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UE .....	6
VI.1.3. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCOSUR.....	11
VI.1.3.1. Argentina.....	11
VI.1.3.2. Brasil .....	12
VI.1.3.3. Paraguay .....	15
VI.1.3.4. Uruguay.....	15
VI.1.4. SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN PARAGUAY.....	17
VI.1.5. ENERGÍAS RENOVABLES. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS .....	20
<b>VI.2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES.....</b>	<b>23</b>
VI.2.1. INTRODUCCIÓN.....	23
VI.2.2. LAS EMISIONES DE CO2. PREVISIONES.....	23
VI.2.3. CONVENCIÓN DE CAMBIO CLIMÁTICO .....	26
VI.2.4. PROTOCOLO DE KYOTO .....	26
VI.2.5. LA RESPONSABILIDAD DE LOS PAÍSES DEL MERCOSUR Y PARAGUAY .....	27
VI.2.6. MECANISMOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES INDIRECTOS.....	31
VI.2.7. POSTURA Y DIRECTIVA DE LA UNIÓN EUROPEA.....	32

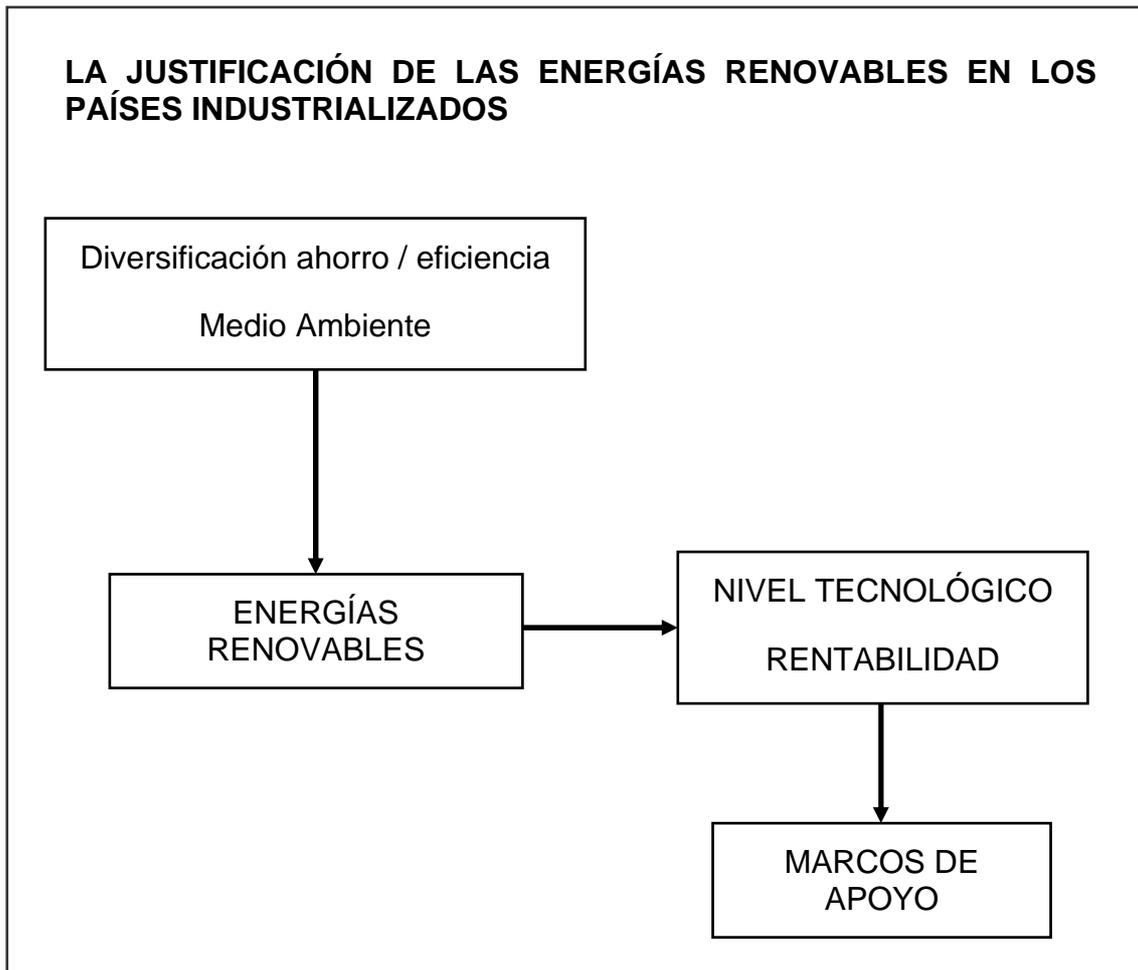
## VII.1. ENERGÍAS RENOVABLES

### VII.1.1. VISIÓN GLOBAL. TENDENCIAS Y PAPEL EN EL BALANCE ENERGÉTICO

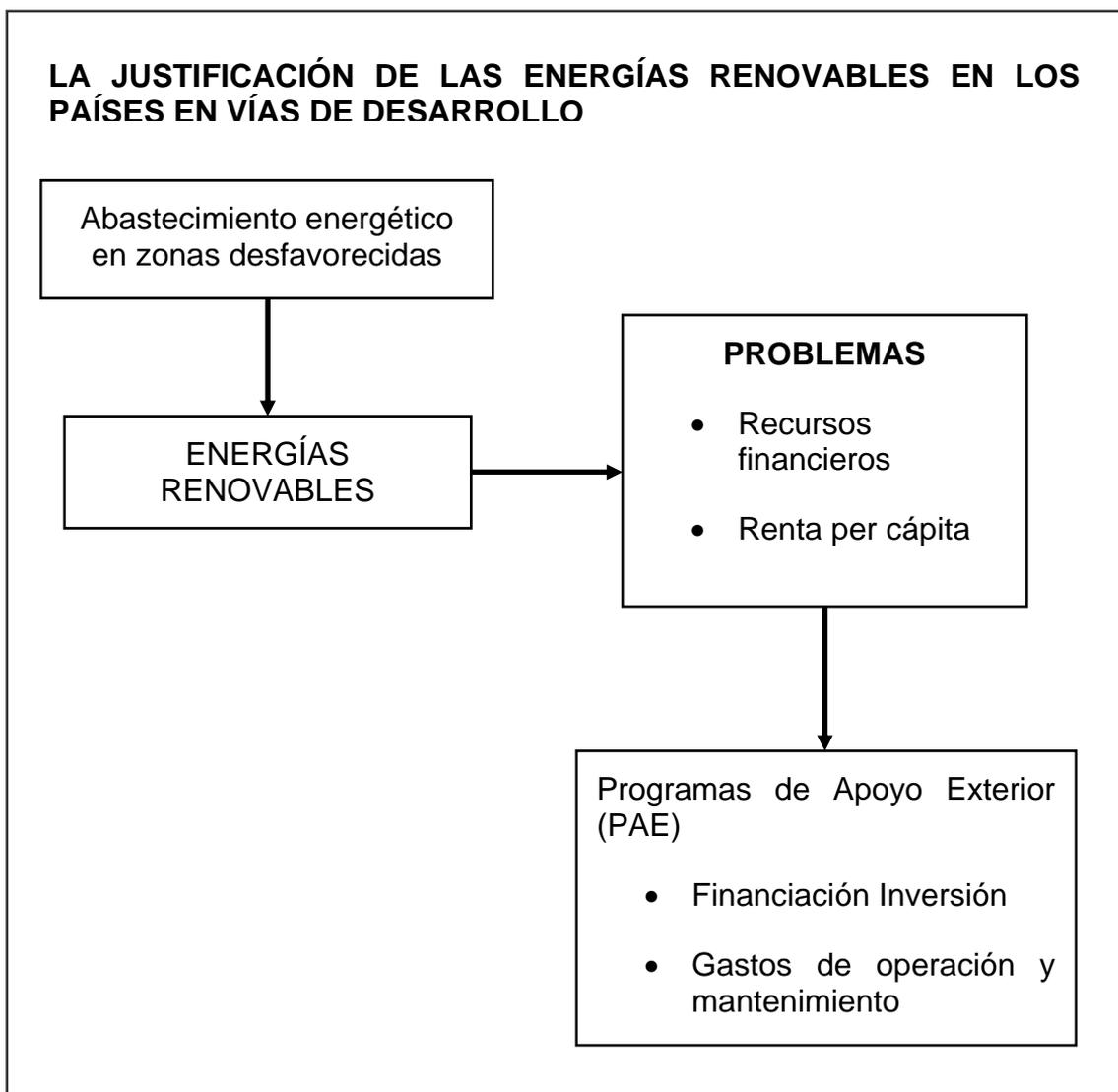
En los **países industrializados**, las energías renovables se han convertido en teoría en un **eje básico** de sus políticas energéticas.

Disminuir la dependencia energética, a través de la diversificación y utilización de fuentes de energía autóctonas y, sobre todo, limitar las emisiones contaminantes a la atmósfera de la producción y consumo de energías se han convertido en objetivos prioritarios del desarrollo de las energías renovables. Así, pues, ahorro/eficiencia energética, diversificación/dependencia energética, impacto medioambiental son los conceptos utilizados para justificar la puesta en marcha de programas de desarrollo de las energías renovables.

Sin embargo, dados “el estado del arte” (nivel tecnológico) y los aspectos económico-financieros de la mayoría de las energías renovables, su desarrollo “natural”, desde el punto de vista de viabilidad comercial, no es posible. Solamente con **regímenes especiales**, de apoyo y con mecanismos de incentivación es posible que dichas energías renovables puedan desarrollarse. Incluso con este tipo de marcos reglamentarios de apoyo, la puesta en marcha de algunas de las energías renovables están encontrando grandes dificultades (no sólo por razones económico-financieras, lejos de los umbrales de rentabilidad, sino también por razones de “inmadurez” tecnológica).



En los **países en vías de desarrollo**, excluidas la gran hidráulica y la biomasa, las energías renovables apenas han hecho acto de presencia. El objetivo prioritario de estas energías renovables es el de aportar soluciones en zonas geográficas con problemas de suministro energético. Sin embargo, este objetivo tropieza con graves dificultades financieras, pues al elevado coste de la inversión se añaden los ínfimos niveles de renta per cápita que prácticamente hacen imposible la recuperación de esas inversiones. Solamente con **programas de apoyo exterior** es posible un mínimo desarrollo de las energías renovables (eólica, minihidráulica, solar...), pues dados los limitados recursos financieros de los países en vías de desarrollo, las aportaciones de recursos exteriores para la financiación de las inversiones son necesarias e imprescindibles para desarrollar la opción “energías renovables” en estos países.



Si exceptuamos la energía hidráulica y la biomasa, las renovables pasan de 123 millones de tep en 1990 a 170 millones de tep en 2000. En esos años, el consumo mundial de energía primaria pasó de 8.753 millones de tep a casi 10.000 millones de tep. Es decir, estas **energías renovables** juegan un papel meramente **simbólico** en la oferta mundial de energía primaria, pues su peso pasó de un 1,4% en 1990 a un 1,7% en 2000. Y estas energías renovables, cuya representación más importante le corresponde a la **eólica**, se localizan en los países industrializados.

Recordemos que para el **conjunto de las energías renovables**, incluyendo hidráulica y biomasa, esta última (biomasa), por su gran utilización en los países en vías de desarrollo, supone más del 66% del total, si bien en los próximos años, debido a su sustitución por energías comerciales (petróleo y gas, principalmente), esa participación caerá hasta un 56% en 2010. El resto

de energías renovables (eólica y solar, principalmente) aumentarán hasta suponer casi un 20% del total de las energías renovables en 2010.

**Cuadro 1.- Energías Renovables en el mundo (Mtep)**

	1990	2000	2010	%var. 00 / 90	%var.10 / 00
<b>Hidráulica (1)</b>	193	238	289	23,3	21,4
<b>Biomasa</b>	909	820	682	-9,8	-16,8
<b>Otras renovables (2)</b>	123	170	237	38,2	39,4
<b>TOTAL</b>	1.225	1.228	1.208	0,2	-1,4
<b>CBEP (3)</b>	8.753	9.954	12.055	13,7	21,1

(1) Incluida geotérmica.

(2) Eólica, solar, etc.

(3) Consumo Bruto de Energía Primaria.

FUENTE: European Energy and Transport. Trends to 2030; Comisión de la UE.

**Cuadro 2.- Estructura de la oferta de energías renovables (%)**

	2000	2010
<b>Hidráulica</b>	19,4	23,9
<b>Biomasa</b>	66,8	56,5
<b>Otras renovables</b>	13,8	19,6
<b>TOTAL</b>	100,0	100,0

FUENTE: European Energy and Transport. Trends to 2030; Comisión de la UE y elaboración propia.

**Cuadro 3.- Las energías renovables en el mundo. Año 2000 (%)**

	<b>Total (1)</b>	<b>Hidráulica (2)</b>	<b>Biomasa (3)</b>	<b>Otras renovables (2) (3)</b>
OCDE	6,2	34,4	54,8	10,8
África	50,9	2,3	97,5	0,2
América Latina	27,9	37,3	61,3	1,4
Asia (4)	34,0	4,0	92,7	3,3
China	20,2	8,2	91,8	-
<b>MUNDO</b>	<b>13,8</b>	<b>16,5</b>	<b>79,8</b>	<b>3,7</b>

(1) Participación en Consumo Bruto de Energía Primaria.

(2) Distribución de las energías renovables.

(3) Solar, eólica, geotérmica...

(4) Excluido China.

FUENTE: AIE y elaboración propia.

### VII.1.2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UE

Las energías renovables han pasado a jugar un papel básico en la política energética de la UE, desde que, en 1995, se publicara el Libro Blanco sobre “Una política energética para la UE”.<sup>1</sup>

Posteriormente la Comisión en su Comunicación de 1997 “Visión global de la política y las acciones en el campo de la energía” profundiza en las estrategias para aumentar la seguridad en el suministro y para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y en las que las energías renovables participan de manera prioritaria. En este sentido destaca la publicación, en 2000, del Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad en el suministro energético” que culmina con la aprobación de la Directiva sobre la promoción de las fuentes de energía renovable. Recordamos que en el Libro Blanco de las energías renovables,<sup>2</sup> así como en la Resolución aprobada por el Consejo en mayo de 1998, se plantea una aportación de las energías renovables al balance energético de la UE de un 12% en 2010. Con el fin de que este reto se cumpla, la UE, en su Programa

<sup>1</sup> COM (95) 682 Final.

<sup>2</sup> COM (97) 599 Final.

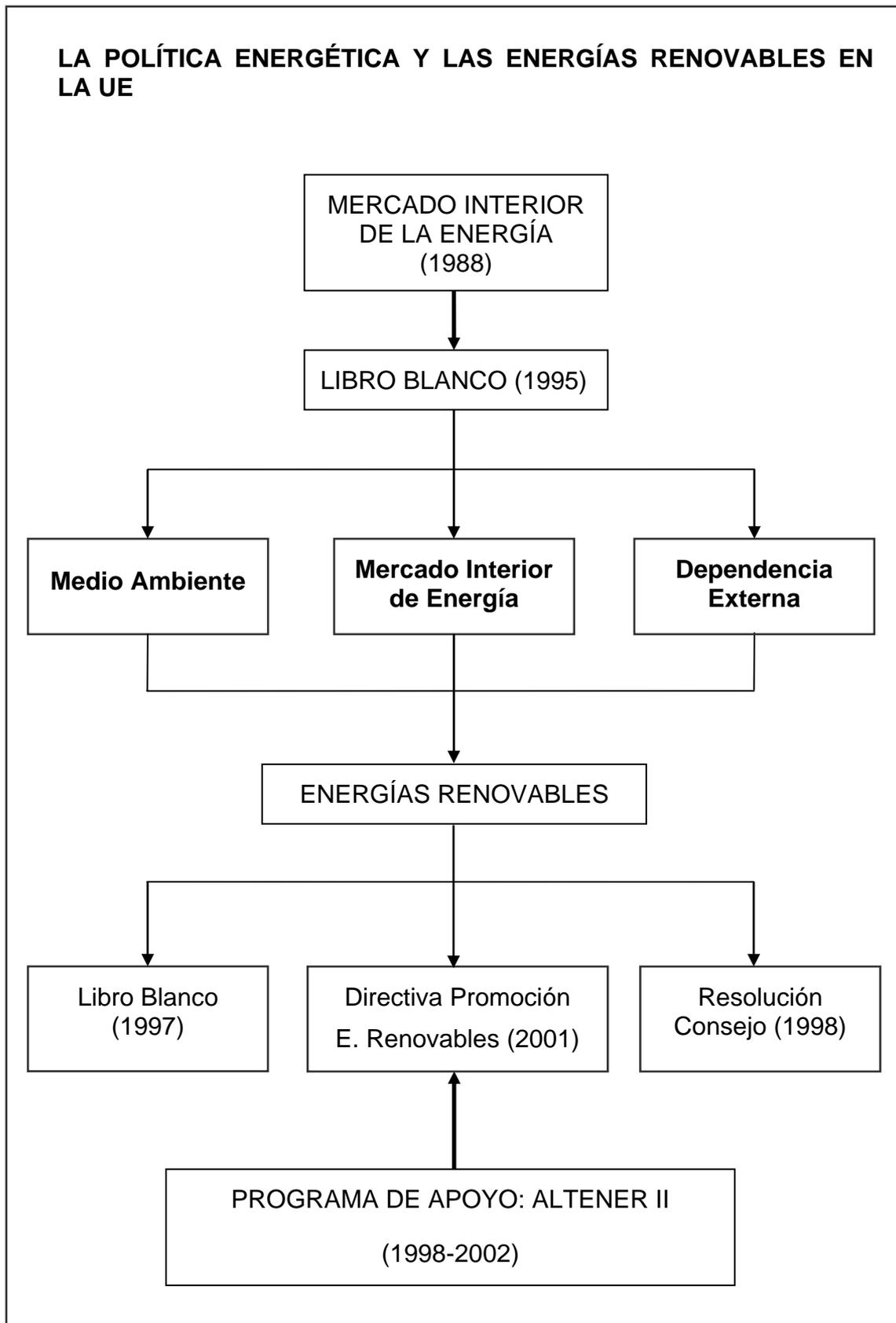
Marco de Acciones<sup>3</sup> incluye uno específico destinado al fomento de las energías renovables. Se trata del Programa ALTENER que, entre otras acciones, subvenciona:<sup>4</sup>

- Estudios en el campo de las energías renovables.
- Acciones piloto de interés para la UE.
- Medidas destinadas al desarrollo de la información y de la educación en el campo de las energías renovables.
- Acciones específicas para facilitar la penetración de las energías renovables en el mercado.

---

<sup>3</sup> Decisión de 1999 (21) CE del Consejo de 14 de diciembre de 1998.

<sup>4</sup> Programa dotado con un presupuesto de 74 millones de euros.



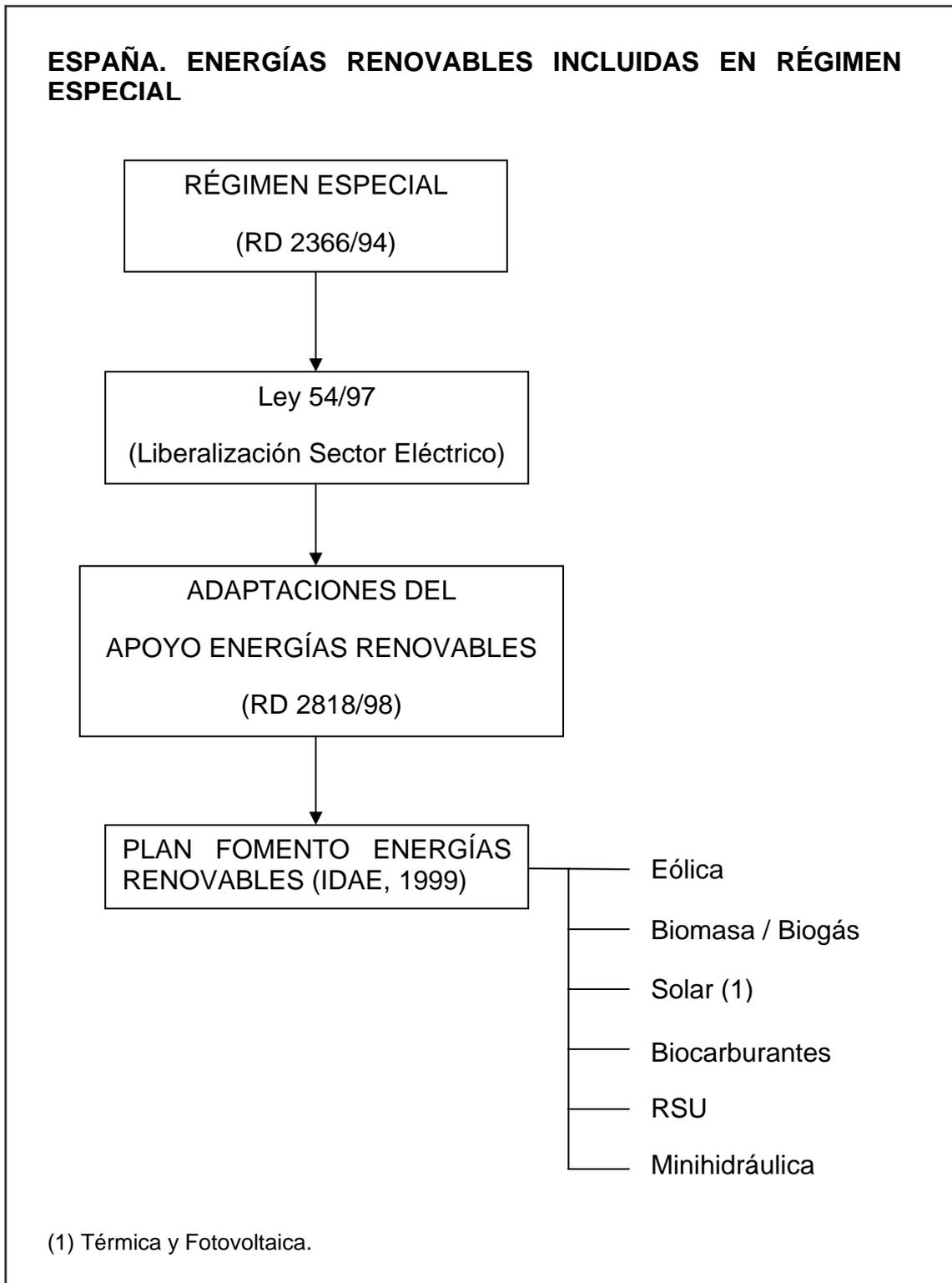
Al mismo tiempo que la UE apuesta por una política decidida de apoyo a las energías renovables, los **países miembros** han puesto en marcha programas o regímenes de **incentivación** del desarrollo de las energías renovables.

En este sentido destaca **España**. La Ley 54/97 del sector eléctrico otorga un tratamiento diferenciado al régimen especial de fomento de las energías renovables que, hasta ese año, se regulaba por el RD 2366 / 94. La citada Ley adecua el funcionamiento de ese régimen especial al nuevo marco regulatorio de producción de electricidad. La adaptación del régimen especial a la Ley 54/97 se lleva a cabo mediante el RD 2818/98 sobre producción de electricidad por instalaciones abastecidas por recursos y fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, fijándose los **incentivos económicos** y el ámbito temporal de estos para los **distintos tipos de instalaciones**.

La **regulación específica** de la que ha sido objeto la producción de electricidad en régimen especial en España y los **incentivos económicos** puestos en marcha han implicado un aumento espectacular de la producción y ventas al sistema eléctrico, principalmente de los sistemas de cogeneración con gas natural y de los **parques eólicos**. España se ha convertido, junto con Alemania, Dinamarca y USA, en tan sólo unos pocos años, en líder mundial en energía eólica.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Actualmente se rondan los 6.000 MW, con una producción estimada de algo más de 14.000 GWh (casi tres veces el consumo neto de electricidad del Paraguay).



### **VII.1.3. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCOSUR**

#### **VII.1.3.1. Argentina**

En el caso de Argentina, en Noviembre de 1998, el Congreso Nacional aprobó la Ley 25.019 "Régimen de Promoción de la Energía Eólica y Solar", que otorga beneficios impositivos y tarifarios a los que utilicen este tipo de energías para la prestación de servicios públicos. Por medio de esta ley el Estado Argentino cobra una tasa a la utilización de hidrocarburos y con esos fondos subsidia la generación eólica con 1 centavo de dólar por kilovatio generado.

Adicionalmente, la Provincia de Chubut en 1999 y la de Buenos Aires en 2000 aprobaron leyes propias en las que se ofrecían beneficios a regímenes como los generadores eólicos. Esta promoción de la energía eólica permite ser optimista en relación con el desarrollo futuro de la utilización de la energía eólica de gran producción.

El potencial eólico de Argentina es uno de los mayores del mundo, concentrándose en la Patagonia una disponibilidad prácticamente ilimitada de recursos de alta calidad, con velocidades medias anuales superiores a los 8 m/s. Las estimaciones oficiales indican un potencial total en la Patagonia del orden de los 300 GW (Secretaría de Energía de Argentina, 2000), aunque las estimaciones privadas llevan esta cifra a 800 GW.

En este momento hay 14 MW eólicos instalados y para el 2005 la Secretaría prevé 293 MW de energía eólica instalada pero las proyecciones privadas hacen suponer un mayor desarrollo. Endesa y Elecnor formaron una nueva empresa, Enarsa (Energías Argentinas), con la que prevén invertir 235 millones de dólares para instalar aerogeneradores en Chubut y Neuquén. Sólo esta empresa piensa llegar a tener instalados 3.000 MW eólicos antes del 2010 en el sur argentino. Sin duda este crecimiento es el resultado de una legislación que a través de instrumentos fiscales orienta a los inversores privados a apostar por este tipo de energía.

Se ha aprobado un programa vinculado a las energías renovables llamado PAEPRA. En Argentina hay 3 millones de personas que no tienen acceso a electricidad. El PAEPRA se basa en el otorgamiento de concesiones al sector privado, con subsidio explícito gubernamental para abastecer a través de equipos solares y eólicos a unos 85.000 usuarios dispersos y unos 3.500 servicios públicos (escuelas, consultorios médicos, etc.). El Banco Mundial (que aporta los fondos para el programa) continuando con su política de forzar a los países a liberalizar el sector de la energía, pone como condición que las provincias que entren en este programa hayan iniciado el proceso de reforma del sector eléctrico.

En eficiencia energética, la Secretaría de Energía ha identificado un potencial de ahorro en el consumo final de energía eléctrica de entre 15 - 25% hacia el año 2010. Este ahorro comprendería 2.700 GWh/año por la aplicación de

programas de eficiencia energética en electrodomésticos; 9.500 GWh anuales en programas de iluminación pública y servicios; 8.500 GWh por mejoras en el sector industrial y 3.500 GWh de potencial técnico de ahorro en iluminación residencial.

### **VII.1.3.2. Brasil**

El apoyo oficial en Brasil a las fuentes renovables y a la eficiencia energética proviene del Consejo Nacional de Política Energética. Entre los objetivos de este Consejo figura diseñar políticas para el uso racional de la energía buscando desarrollar fuentes alternativas. Este Consejo, integrado por Ministros, representantes estatales y de la Universidad, enfoca aspectos de protección ambiental, promoción de la conservación energética, estímulo de la libre competencia y atracción de inversiones.

#### **Biomasa para Generación**

Una fuente energética renovable que Brasil ha venido explotando y podría volver a impulsar es la biomasa tanto para generación de electricidad como para carburante. Existen varias empresas con sistemas de cogeneración a base de bagazo de caña. Sólo en el estado de San Pablo existe un potencial de cogeneración de energía a partir del bagazo de caña de 2.000 MW. Según expertos, este potencial con la tecnología actual podría fácilmente duplicarse. Sin embargo la traba fundamental para el desarrollo de estos proyectos es la falta de reglamentación para la comercialización de la energía generada de esta forma.

La cogeneración a partir de bagazo de caña se estima como la fuente con mayores posibilidades de utilización a corto plazo. La industria azucarera genera más de 4.000 GWh anualmente en sus propias refinerías y destilerías. A partir del desarrollo tecnológico, con mejoras en los sistemas de producción, se estima en unos 3.000 MWh la energía a obtener en todo el país a partir del bagazo de caña de azúcar.

A continuación se muestra la disponibilidad energética de residuos agrícolas de Brasil:

**Cuadro 4.- Disponibilidad energética de residuos agrícolas en Brasil**

<b>PRODUCTO</b>	<b>PRODUCCIÓN EN 1996 (miles de ton)</b>	<b>FRACCIÓN DE RESIDUOS (%)</b>	<b>TOTAL DE RESIDUOS (miles de ton)</b>	<b>ENERGÍA DE LOS RESIDUOS (Mtep)</b>
<b>Arroz</b>	8.195	30	2.458,6	860,5
<b>Café</b>	1.734	20	346,9	121,4
<b>Mandioca</b>	10.951	110	12.046,9	4.216,4
<b>Soja</b>	23.016	240	55.238,4	19.333,4
<b>Maíz</b>	28.611	130	37.194,8	13.018,2

FUENTE: IBGE-1997. Tomado de Mattos J. (2001).

## **Etanol**

El uso de etanol como combustible para los automotores se inició en 1975 como respuesta a la crisis del petróleo y como forma de promover la autosuficiencia energética. El Programa Nacional de alcohol (Proálcol) garantizaba que toda gasolina vendida en el país contendría un 22% de etanol y que los precios serían competitivos. Con la caída posterior de los precios de petróleo se hizo cada vez más difícil sostener el programa. Mientras que en 1987 el porcentaje de automóviles fabricados para ser movidos con alcohol era de 95%, en 1997 había caído a menos de 1%.

La utilización de biomasa como fuente energética tiene sus ventajas e inconvenientes. El consumo de etanol como combustible tiene enormes ventajas comparativas respecto al uso de gasolina en lo relacionado al efecto invernadero. El CO<sub>2</sub> liberado en la combustión del etanol, es absorbido en la misma cantidad por los cultivos de caña de azúcar que van a ser convertidos luego en el futuro etanol, cerrando un círculo en el que las emisiones y absorciones de CO<sub>2</sub> son equivalentes.

Sin embargo, el monocultivo en grandes extensiones de tierra de caña de azúcar, sin criterios ambientales ha conducido en Brasil, particularmente en el Estado de San Pablo, a la disminución de la biodiversidad y pérdida de disponibilidad hídrica. Por otro lado, las quemas de la caña para facilitar su recolección producen la emisión de importantes volúmenes de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y ozono (O<sub>3</sub>). Desde el punto de vista social tampoco ha sido bien implementado o controlado y el trabajo necesario ha sido aportado por mano de obra infantil y femenina trabajando en pésimas condiciones.

En los recientes años parece haber un renovado interés por el Proálcol y desde 1999 el gobierno impulsa planes para que 200.000 taxis y 80.000 vehículos gubernamentales sean sustituidos por nuevos automóviles movidos a alcohol. Asimismo espera pasar de una producción de 1.200 autos a alcohol en 1998 a 150.000 en los próximos años.

### **Eólica y Solar**

La energía eólica aparece como una buena opción en la región noroeste, la cual tiene escasez tanto de agua como de biomasa. El gobierno de Brasil está ofreciendo incentivos fiscales a inversores internacionales que deseen invertir en generadores eólicos. Recientemente se exoneró a los equipos eólicos del IVA y se introdujo la Ley de Valores Normativos, bajo la cual las empresas eléctricas pueden transferir a sus consumidores finales hasta 60 \$ USA/MWh de la cantidad pagada por la energía eólica.

Se estiman como zonas potenciales para instalar parques eólicos las del litoral de Ceará (donde hay dos centrales construidas por la Wobben), Río Grande del Norte y Paraíba. El potencial eólico total se estima en el orden de 29 GW.

Otra fuente de energía abundante en su oferta es la solar. La insolación media en la región Nordeste de Brasil es de 5,0 kWh/m<sup>2</sup>. Lugares como el valle del Río San Francisco cuentan con condiciones excepcionales para la implantación de sistemas de electrificación fotovoltaicos.

### **Eficiencia Energética**

Respecto al uso eficiente de la energía se inició en 1994 un programa de uso racional de energía llamado PROCEL (Programa de Combate al Desperdicio de Energía Eléctrica) con el objetivo de economizar 1.200 GWh de electricidad por año hasta el 2001 y 130.000 GWh de ahorro total para el 2015 evitando la instalación de 25 GW (2 veces Itaipú). Hasta 1998 el programa había logrado reducir un promedio de 2.800 GWh por año. Entre las medidas tomadas están el financiamiento de lámparas eficientes, los incentivos a las industrias y el fomento de los electrodomésticos más eficientes.

También en San Pablo el gobierno local ha implementado este año un programa de control de vehículos por el cual un día a la semana cada automovilista debe parar su coche. Esto ha reducido en 600.000 la cantidad de vehículos diarios en circulación y disminuyó las emisiones de CO (monóxido de carbono) en al menos 550 tons. diarias.

Brasil también tiene una ciudad modelo en materia de gestión ambiental y particularmente de su sistema de transporte: Curitiba. Gracias a su sistema de transporte colectivo y restricciones al automóvil, Curitiba logró bajar un 30% la cantidad de automóviles en los últimos 25 años y en 27 millones de litros su consumo de gasolina anual, al mismo tiempo que se duplicaba su población.

Existe también el Programa “Brasil en Acción” que procura para el año 2015 que el 74% del transporte de cargas se realice por ferrocarril y apenas el 13% por carretera.

En cuanto a la sustitución de combustibles, ya se mencionó la experiencia del etanol a partir de la caña de azúcar. Pero además se puede obtener comercialmente alcohol carburante a partir de distintos tipos de azúcares, por ej. de la mandioca, y la palmera de dendé. Si se plantara dendé en sólo el 10% del área ya desbastada de la Amazonia (unos 70 millones de Ha), se podrían obtener unos 8 millones de barriles diarios de biodiesel (la producción de petróleo de Arabia Saudita). Con la tecnología actual, la productividad del dendé ronda las 8 ton/Ha al año.

### **VII.1.3.3. Paraguay**

La leña no tiene una explotación sostenible sino que se extrae de los bosques naturales a una tasa mayor de lo que se reproduce, sin ningún plan de manejo. Si se hiciera de manera racional o hubiera cultivos específicos de árboles para uso como combustible Paraguay tendría una excelente fuente de energía renovable.

Lo mismo ocurre con la energía solar. Existen varias experiencias a nivel local de energía solar pasiva: por ejemplo secaderos de frutas o de cerámicas. Sin embargo existen grandes posibilidades para el uso fotovoltaico en función de la radiación que recibe Paraguay de la luz del sol, sobre todo en la región occidental y norte (490 cal/cm<sup>2</sup>/día). Sin embargo no existen planes de explotación del recurso.

El etanol tuvo su época en los inicios de la década del 80 luego se abandonó. En la actualidad apenas queda una destiladora de alcohol absoluto que se utiliza para mezclar en un 12% con la nafta. Se está comenzando a investigar y experimentar, como en Argentina y Uruguay, las posibilidades de la fabricación de biocombustibles a partir de soja o girasol.

### **VII.1.3.4. Uruguay**

#### **Energías alternativas**

La incidencia actual de las energías “alternativas” en el balance energético uruguayo, exceptuando la leña, es prácticamente nula. Si bien los estudios efectuados muestran la existencia de un potencial energético “alternativo” no despreciable las investigaciones sobre energías alternativas no tienen programas de financiamiento significativos ni existen actividades de promoción de este tipo de energías.

El caso de la generación eólica tiene posibilidades de desarrollo tanto en áreas rurales para poblaciones dispersas como parques eólicos de grandes dimensiones para abastecer la red. En este último caso la zona de serranías de los departamentos de Lavalleja y Maldonado, particularmente el Cerro de los Caracoles, prometen una capacidad de generación instalada de por lo menos 600 MW.

En pequeños aprovechamientos hidráulicos un estudio determinó 107 puntos del territorio nacional aptos para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con una potencia instalada total 203 MW.

En el área de las biomásas las posibilidades son importantes. Tanto a partir de los residuos agropecuarios (cáscara de arroz, bagazo de caña, cáscara de girasol) como a partir de la leña, las oportunidades de usos energéticos a costos razonables son muy amplias.

La totalidad de la energía primaria que podría extraerse anualmente de las plantaciones forestales uruguayas existentes en la actualidad, sin ocasionar una reducción del volumen en pie -es decir dando lugar a una producción estacionaria - es del orden de 2 Mtep que equivale al consumo total de energía final del país.

La leña en Uruguay tiene todavía un papel importante en el consumo energético final (18% del total) pero jugó aún un papel mucho más importante en la década de los 80 cuando tuvo un amplio desarrollo en el ámbito industrial.

También se ha identificado un potencial interesante en la elaboración de biodiesel a partir de soja, girasol u otros cultivos.

## **Eficiencia Energética**

Con relación a la eficiencia energética, en el Uruguay se han desarrollado muy pocas experiencias. En la década del 80 se impulsó el programa GRID destinado a promover el uso racional de energía en las industrias y una posterior auditoría energética pero de poco alcance y magros resultados. Las únicas experiencias en curso han tenido como objetivo una mejor distribución de la carga disminuyendo los picos de consumo en los horarios claves (tarifas multihorarios) y evitar las pérdidas en la transmisión y distribución de la electricidad (renovación de líneas, control de medidores, etc.).

Sin embargo el sector en que más oportunidades de ahorro tiene el Uruguay es en el transporte. Más de la mitad del petróleo que utiliza el país se consume en el transporte y dentro de éste el mayor porcentaje corresponde a los automóviles particulares. Algunas regulaciones y medidas fiscales podrían derivar en una significativa reducción del consumo de energía.

#### **VII.1.4. SITUACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN PARAGUAY**

Debido a que la mayor parte del consumo de electricidad es de origen hidráulico y a que en las zonas donde no llega el abastecimiento de electricidad la principal fuente de energía es la biomasa, se podría entender que las energías renovables representan la principal fuente de energía del país. Sin embargo, la energía hidráulica procede de centrales de gran potencia e impacto ambiental y la biomasa no se consume de una manera controlada lo que puede llevar a la destrucción de bosques y sus hábitats. Esto hace que el consumo de energía renovable diste mucho de las políticas actuales seguidas en regiones como EE.UU. o la Unión Europea en las que se incentiva la producción de energía renovable como la eólica, solar o mini hidráulica.

Varias son las ventajas del consumo de energía de origen renovable como la disminución de la dependencia energética del exterior ya que los recursos se encuentran dentro del propio país, una diversificación del origen del consumo de energía, una menor variación de los precios de producción ya que el coste del combustible es nulo no dependiendo, como en el caso de los hidrocarburos, de las fluctuaciones del mercado internacional, y un mayor respeto medioambiental reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentando el desarrollo sostenible. Además, este tipo de energía puede abastecer a zonas aisladas donde no llegan las líneas de distribución sin grandes inversiones en infraestructuras.

La producción actual de energía renovable en Paraguay es prácticamente inexistente. Existen casos aislados de aplicación de estas tecnologías basados en dos empresas privadas (TecnoUnión y Rieder/Siemens) y en una fundación sin ánimo de lucro (CEDESOL) que se especializa en energía solar térmica. Aún así, la mayor parte de las experiencias de estas organizaciones se basan en la electrificación de zonas rurales aisladas. No existen antecedentes en la instalación de sistemas de producción que inyecten la electricidad a la red de distribución. En términos generales tampoco existen planes oficiales de fomento y utilización de las energías renovables ni reglamentación o ley alguna. Únicamente se encuentra en planificación el proyecto GEF/PNUD cuyo objetivo es la electrificación de 180.000 familias de zonas rurales mediante energía renovable. Otro proyecto existente es el de "Fomento de Energías Renovables para la Energización Rural en la Región del Chaco, Argentina, Bolivia y Paraguay" realizado por GTZ.

Siguiendo las actuales corrientes en materia de política energética en los países desarrollados se debería desarrollar un plan de fomento de energías renovables en el que se establezcan unos objetivos a alcanzar en una o dos décadas. Debido al escaso desarrollo actual de este tipo de energías en el país sería preciso realizar primeramente unos proyectos pilotos para estudiar la viabilidad técnica y económica de este tipo de energía.

## Solar, eólica y minihidráulica

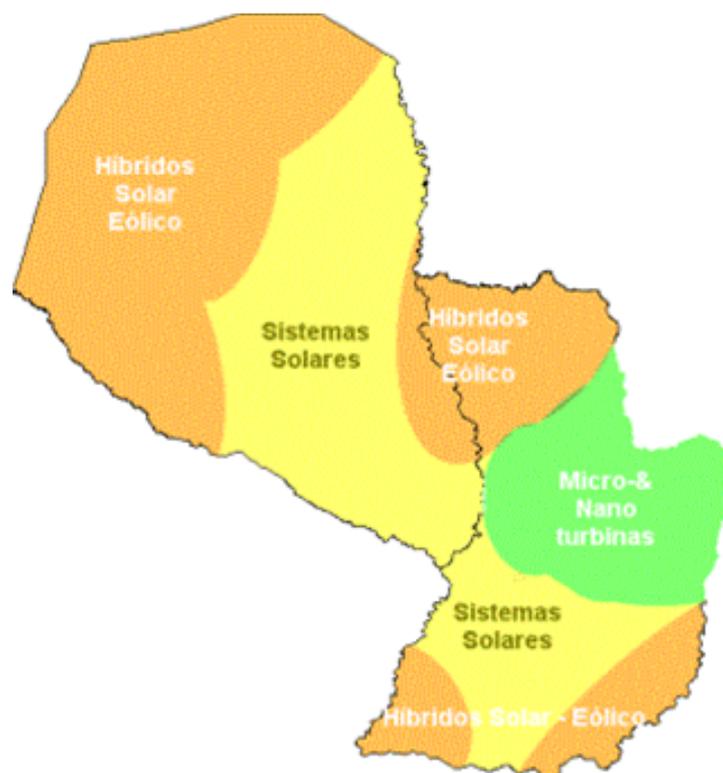
El recurso renovable más importante de Paraguay es la **energía solar**. La ventaja de este recurso sobre los demás se basa en una gran uniformidad, en términos geográficos, de los niveles de radiación solar y rangos de intensidad que alcanzan valores pico de más de 6,0 kWh/m<sup>2</sup> por día, con un promedio diario próximo a los 4,5 kWh/m<sup>2</sup>. Hay que decir, sin embargo, que la tecnología solar no está lo suficientemente desarrollada como para representar una fracción importante de producción de energía a gran escala pero si puede jugar un papel importante en el abastecimiento de calor y electricidad en zonas rurales donde no llegan las grandes líneas de transporte debido al alto coste que ésto conllevaría. Existen varios estudios acerca de la materia, pero ninguno pasó a la etapa de ejecución (que no sea a nivel experimental). Además, estos estudios se concentran más en la opción solar térmica, principalmente como sustituto de los combustibles de biomasa en la cocción de alimentos. También existen estudios de usos alternativos entre los que destacan los secadores solares. Los datos de todos estos informes son categóricos en un sentido: la energía solar disponible en el país es abundante y de niveles aptos para cualquiera de los usos.

La **energía eólica** no ha tenido mucha difusión en Paraguay, por lo menos en lo que respecta a la generación de electricidad. El recurso eólico presenta patrones muy irregulares tanto geográficamente como estacionalmente. Los vientos alcanzan velocidades promedio de hasta 5 m/s velocidad a partir de la cual la generación eólica se hace atractiva. Diversos estudios realizados muestran posibilidades de utilización en las zonas de Pedro Juan Caballero y Ciudad del Este. La tecnología eólica, al contrario de la fotovoltaica, sí está suficientemente desarrollada como para poder representar una porción importante de la generación de electricidad. La posibilidad de utilización de sistemas híbridos con fines energéticos pudiera hacer más atractiva el uso de la energía eólica, por lo que no se debe desechar la opción.

El recurso hídrico para la minihidráulica, abundante en la región oriental, presenta un gran obstáculo en la ausencia de información ya que muy poco sitios han sido estudiados.

Un análisis de los recursos renovables anteriores identificó las regiones con mayor potencial: el norte del Chaco, el eje noreste-este-sureste de la región Oriental y el suroeste de la misma.

A continuación se muestra la energía renovable con mayor potencial en cada región:



FUENTE: Proyecto GVME/PNUD/GEF.

Entre las **barreras** más importantes con las que se encuentran las energías renovables cabe citar:

- La ausencia de **reglamentación**, lo que implica inseguridad jurídica
- El **desconocimiento** en todos los niveles de este tipo de energías así como la ausencia de experiencias en su utilización para la generación de electricidad. Además hay muy poca información sobre el potencial de los recursos hídricos y eólicos.
- Finalmente está la barrera de la **financiación**. La inversión necesaria para una instalación de energía renovable conlleva un alto coste con largos períodos de amortización resultando el precio de producción más alto que el de las energías convencionales. Esto crea una percepción de alto riesgo en operaciones relacionadas con estas tecnologías que si lo combinamos con una ausencia completa de mecanismos de financiación de estos proyectos lleva a que la iniciativa privada sea muy reticente a invertir en energía renovable. La ausencia de programas de capacitación en evaluación financiera, análisis de riesgo y sensibilidad en análisis financiero de estos proyectos agudizan esta situación. Es necesario por tanto una política de incentivos fiscales y arancelarios que coloquen a las tecnologías renovables en igualdad de condiciones para competir con las

opciones convencionales. Para incentivar la inversión además es necesario acabar con la cultura del no pago tan implantada en la sociedad paraguaya, es decir, la creencia de que la electricidad es un deber del Estado.

## VII.1.5. ENERGÍAS RENOVABLES. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

Entre los distintos tipos de energías renovables existen grandes diferencias tanto desde el punto de vista tecnológico como económico – financiero. Obviamente ambos aspectos están íntimamente relacionados. A un mayor grado de **madurez tecnológica** le corresponde una mayor **viabilidad** económico – financiera y, por tanto, mayor posibilidad de **aplicación** práctica. En este apartado haremos un breve recorrido por esos aspectos y se citarán las energías renovables con mayor potencial de desarrollo / aplicación. Este recorrido se hará desde las energías renovables con mayores posibilidades de aplicación a las de menor aplicación.<sup>6</sup>

### EÓLICA

– Nivel tecnológico:	Alto <sup>7</sup>
– Viabilidad económico – financiera:	Adecuada
• Ratio inversión:	780 euros/kW
• Periodo ejecución:	1 año
• Vida útil:	20 – 25 años
• Gastos OM <sup>8</sup> :	0,012 euros/kWh
– Apoyo a la explotación en España:	± 0,03 euros/kWh <sup>9</sup>
– Horas de funcionamiento equivalente:	2.400 horas/año

<sup>6</sup> El criterio de aplicación se basa en el nivel de la tecnología y en la viabilidad económico – financiera. Los datos utilizados se basan en información facilitada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) español.

<sup>7</sup> Aerogeneradores con potencia superior a 2 MW.

<sup>8</sup> Gastos de operación y mantenimiento.

<sup>9</sup> Prima que se suma al precio del mercado de producción eléctrica (Pool) que durante los últimos años se ha situado en torno a 0.056 c euro / kWh.

- Distribución de la **inversión total**:
  - Aerogeneradores 75%
  - Equipo electromecánico <sup>10</sup> 14%
  - Obra civil 6%
  - Otros <sup>11</sup> 5%

### MINIHIDRÁULICA (POTENCIA < 10 MW)

- Nivel tecnológico: Alto
- Viabilidad económico – financiera: Adecuada
  - Ratio inversión: 1.080 euros/kW
  - Período ejecución: 1,5 años
  - Vida útil: 25 años
  - Gastos OM: 0,011 euros/kWh
- Apoyo a la explotación en España:  $\pm 0,03$  euros/kWh <sup>12</sup>
- Horas de funcionamiento equivalente: 4.500 horas/año <sup>13</sup>
- Distribución de la **inversión total**:
  - Obra civil 40%
  - Grupo turbo – generador 30%
  - Equipos eléctricos, regulación/control 22%
  - Ingeniería y dirección de obra 8%

---

<sup>10</sup> Incluida la línea de transporte.

<sup>11</sup> Estudios de evaluación, impacto medioambiental, promoción, permisos....

<sup>12</sup> Prima que se suma al precio de mercado de producción eléctrica (Pool) que durante los últimos años se ha situado en torno a 0,036 euro / kWh.

<sup>13</sup> Régimen de funcionamiento estimado en Paraguay.

## BIOMASA. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

- Nivel tecnológico: Medio <sup>14</sup>
- Viabilidad económico – financiera: Baja <sup>15</sup>
  - Ratio de inversión: 1.440 euros/kW
  - Periodo de ejecución: 1 año
  - Vida útil: 20 años
  - Gastos OM: 0,045 euros/kWh
- Apoyo a la explotación en España: Necesita una prima hasta alcanzar un precio fijo de la electricidad en torno a 0,067 euros/kWh.
- Horas de funcionamiento equivalente: 6.975 horas/año

## SOLAR FOTOVOLTAICA. INSTALACIÓN INTERCONECTADA DE POTENCIA INFERIOR A 5 KWP

- Nivel tecnológico: Medio <sup>16</sup>
- Viabilidad económico – financiera: Muy baja <sup>17</sup>
  - Ratio de inversión: 6.310 euros/kW
  - Periodo de ejecución: 6 meses
  - Vida útil: 20 años
  - Gatos OM: 0,05 euros/kWh
- Apoyos a la explotación en España: Necesita una prima de 0,36 euros/kWh
- Horas de funcionamiento equivalente: 1.500 horas/año

---

<sup>14</sup> Lejos aún del nivel de “maduración” tecnológica apropiada.

<sup>15</sup> El desarrollo de este tipo de aplicación no es viable económicamente. Necesita apoyos públicos a la inversión y a la explotación de las plantas (primas). También necesita apoyos a la producción de combustibles (cultivos energéticos) para lograr un precio de la electricidad competitivo.

<sup>16</sup> Lejos aún del nivel apropiado de tecnología “media”.

<sup>17</sup> Esta aplicación carece de viabilidad económica.

## VII.2. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

### VII.2.1. INTRODUCCIÓN

La biosfera terrestre está rodeada por una capa de gases que produce un efecto similar al que produce el vidrio en un invernadero: atrapa el calor. Este fenómeno, denominado "efecto invernadero", hace posible que la superficie terrestre mantenga una temperatura relativamente estable para que la vida pueda desarrollarse.

Pero existe comprobación científica de que la temperatura media de la Tierra ha ido aumentando desde mediados del siglo XIX y que esto es debido a la acción del hombre, principalmente por la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón). La quema de estos combustibles produce una emisión de CO<sub>2</sub> que va acumulándose en la atmósfera aumentando el efecto de invernadero. La presencia de CO<sub>2</sub> en la atmósfera nunca había sobrepasado las 280 ppm (partes por millón) en los últimos 420.000 años de historia del planeta. Sin embargo, para el año 2000 esta concentración de CO<sub>2</sub> había alcanzado las 370 ppm.

Por su parte la temperatura global había permanecido relativamente estable desde la última era glacial hace 10.000 años. En este siglo la temperatura ha sido claramente mayor, habiendo aumentado entre 0,4 y 0,8 grados C y siendo las últimas dos décadas las más calientes desde aquella época. A su vez, los estudios realizados demuestran que nunca antes, en los 420.000 años previos a la época actual, se dio un cambio en la temperatura tan pronunciado en tan poco tiempo.

El sector de la energía es el mayor responsable en este problema y será el que deba transformarse más profundamente y con mayor velocidad en los próximos años para evitar las dramáticas consecuencias que se esperan para el futuro.

### VII.2.2. LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub>. PREVISIONES

Las proyecciones realizadas por la Comisión de la UE sobre el consumo de energía primaria conducen a un aumento de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> por encima de un 2% anual durante 2000-2020. Este aumento anual es superior al estimado para la demanda mundial de energía primaria, debido a la ganancia de peso de las **energías fósiles**. El carbón, los petróleos y el gas

aumentan su presencia, principalmente por el impulso ejercido por los países de Asia y el resto de países en desarrollo.

La aportación de las energías fósiles al consumo mundial de energía primaria			
	2000	2010	2020
Energías fósiles	81	83	87
Otras (1)	19	17	13

(1) Nuclear, hidráulica y otras renovables.

Así pues, el consumo mundial de energía primaria, tendrá en los próximos años, una mayor componente de **energías fósiles**, lo que hará aumentar, más que proporcionalmente, las **emisiones de CO<sub>2</sub>**. Estas emisiones experimentarán los mayores incrementos anuales en los **países en desarrollo** y, en particular, en Asia y África. **América Latina** aumentará estas emisiones por encima del total mundial; es decir un 2,4% anual durante 2000-2010 y un 2,9% anual en 2010-2020.

En **términos absolutos**, las zonas más contaminantes son los países avanzados (OCDE) y Asia. Los primeros son los responsables del 48% del total de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2000. En este mismo año, Asia produjo el 27% del total de emisiones. En 2010 Asia aumenta su participación hasta un 34%, mientras que los países de la OCDE la disminuyen hasta un 42%.

En términos de **consumo per capita**, la zona del mundo más contaminadora es, con mucho, América del Norte, en particular USA. Las emisiones de CO<sub>2</sub> por habitante de este país superan 5,25 veces el valor de este mismo indicador a nivel mundial (2000). Por otra parte, a pesar de ser Asia la región con mayores emisiones previstas de CO<sub>2</sub> (casi 14.000 M toneladas en 2020), el ratio emisiones/habitante se sitúa por debajo del correspondiente al total mundial.<sup>18</sup>

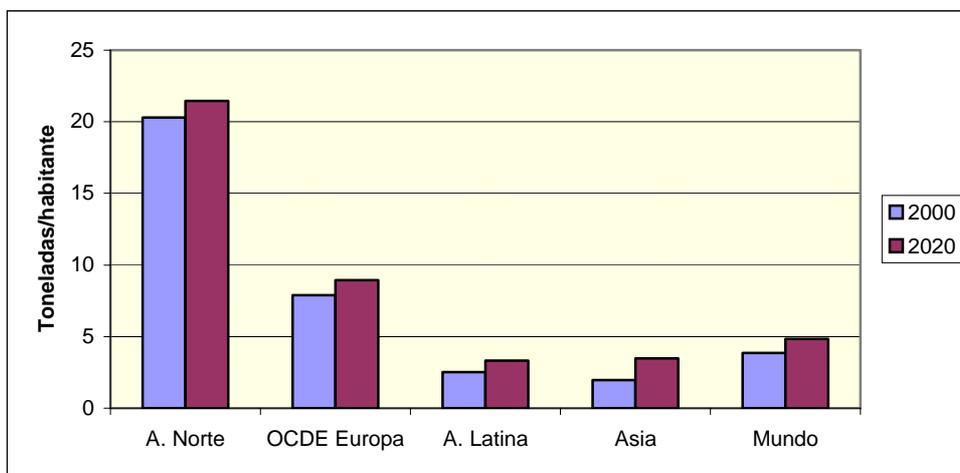
<sup>18</sup> Si Asia alcanzara la media mundial en 2020, sus emisiones de CO<sub>2</sub> serían de unos 24.000 millones de toneladas (una cifra superior a las emisiones totales registradas en el mundo durante 2000).

**Cuadro 5.- Proyecciones sobre emisiones de CO<sub>2</sub> (millones de toneladas)**

	2000	2010	2020	% var. 20/00
A. Norte	6.170	6.884	7.466	21,0
OCDE Europa	3.604	3.795	4.202	16,6
OCDE Pacífico	1.516	1.548	1.671	10,2
A.Latina	1.298	1.642	2.186	68,4
Asia	6.401	10.030	13.889	117,0
Resto	4.560	5.403	7.253	59,1
<b>TOTAL</b>	<b>23.549</b>	<b>29.302</b>	<b>36.667</b>	<b>55,7</b>

FUENTE: Comisión UE; ob. cit. y elaboración propia.

**Gráfico 1.- Emisiones de CO<sub>2</sub> per capita (toneladas/habitante)**



### **VII.2.3. CONVENCION DE CAMBIO CLIMÁTICO**

Para enfrentar el problema que suponen las emisiones de CO<sub>2</sub>, los países del mundo firmaron en 1992 la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), con el objetivo de “estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera a niveles que impidan interferencias antropógenas peligrosas para el sistema climático”. La Convención reconoce que el problema existe, que la responsabilidad es de los países industrializados y que los países más pobres serán los que mayormente sufran las consecuencias así que hay que iniciar un proceso de transferencia tecnológica y de recursos de los países desarrollados hacia los subdesarrollados. Asimismo los países se comprometen a profundizar la investigación del fenómeno, sensibilizar y educar a la opinión pública y hacer inventarios nacionales de todos los gases que producen efecto invernadero.

La Convención establece principios y compromisos muy interesantes pero poco precisos y en general sin especificar las medidas ni el alcance en términos cuantitativos de los mismos. Crea los órganos y los mecanismos de funcionamiento que le permitirán, en los años siguientes, comenzar a darle contenidos concretos para reducir las causas y mitigar las consecuencias del cambio climático.

La Conferencia de las Partes es el órgano máximo de la Convención y se ha reunido una vez al año desde su entrada en vigor en 1994.

### **VII.2.4. PROTOCOLO DE KYOTO**

Hubo que esperar hasta la 3ª Conferencia de las Partes realizada en Kyoto en 1997 para que los compromisos genéricos de 1992 comenzaran a cobrar forma de metas específicas. En el informe del PICC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) desarrollado bajo el auspicio de la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, para la cumbre de Río 92 se recomendaba una disminución de un 60% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para evitar un cambio climático irreversible y de consecuencias catastróficas para el planeta. El Protocolo de Kyoto (PK) firmado en 1997 obliga a los países industrializados a tener entre los años 2008 y 2012 un promedio de un 5.2% menos de las emisiones que tuvieron en 1990.

Dos precisiones merecen hacerse sobre estas metas: En primer lugar que sólo son exigibles a los llamados países industrializados. Y en segundo lugar que no todos los países tienen el mismo porcentaje de reducción comprometido sino que hay también entre ellos diferencias, fruto de las negociaciones llevadas a

cabo para llegar a un acuerdo.

El Protocolo de Kyoto entrará en vigor al nonagésimo día contado desde la fecha en que hayan depositado sus instrumentos de ratificación, aceptación, aprobación o adhesión no menos de 55 Partes en la Convención, entre las que se cuenten Partes del Anexo I cuyas emisiones totales representen por lo menos el 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono de las Partes del Anexo I correspondiente a 1990.

Actualmente (primera parte de 2004) 119 países han aprobado el Protocolo de Kyoto los cuales representan el 44.2% de las emisiones de 1990 de los países industrializados. Entre los países del Anexo I faltan por dar su aprobación los dos más importantes: USA que se ha negado a ratificar el Protocolo y la Federación Rusa que se ha impuesto un “periodo de reflexión”.

#### **VII.2.5. LA RESPONSABILIDAD DE LOS PAÍSES DEL MERCOSUR Y PARAGUAY**

La mayor responsabilidad sobre estos problemas de Cambio Climático no está en estos países ya que América Latina es la región con menores emisiones de CO<sub>2</sub> del planeta. Pero en este contexto, más de la mitad de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético latinoamericano proviene de los países del Mercosur. Las mayores emisiones en términos absolutos provienen de Brasil pero analizando las emisiones per cápita, podemos ver que Argentina emite más del doble que cualquiera de sus socios, con un nivel similar al de la media del mundo.

En la tabla siguiente se muestran las emisiones brutas de CO<sub>2</sub> desde 1990 y hasta 2001 a nivel mundial y de países OCDE, de la Unión Europea y de MERCOSUR:

**Cuadro 6.- Emisiones de CO2 (M toneladas)**

	1990	2001	% incremento 2001/1990	t CO2/capita 2001
<b>Mundial</b>	21.210	24.002	13,20%	3,88
<b>OCDE</b>	11.111,2	12.593,6	13,30%	10,99
<b>USA</b>	4.852,4	5.689,2	17,20%	19,84
<b>Japón</b>	1.048,52	1.182,66	12,80%	8,9
<b>UE</b>	3.134,3	3.224,2	2,90%	8,46
<b>Alemania</b>	968,74	8.61,74	-11%	10,33
<b>Dinamarca</b>	49,51	51,59	4,20%	9,42
<b>España</b>	211,62	286,01	35,20%	7,09
<b>Francia</b>	363,89	372,93	2,50%	6,32
<b>Italia</b>	397,3	425,12	7,00%	7,34
<b>Noruega</b>	28,51	35,33	23,90%	8,41
<b>Reino Unido</b>	569,23	556,03	-2,30%	9,45
<b>Suecia</b>	48,52	48,31	-0,40%	5,4
<b>MERCOSUR</b>	311,25	444,81	37,4 %	1,725
<b>Argentina</b>	104,24	121,79	16,80%	3,14
<b>Brasil</b>	201,01	315,12	56,80%	1,81
<b>Paraguay</b>	1,98	3,1	56,60%	0,56
<b>Uruguay</b>	4,02	4,8	19,40%	1,39

FUENTE: AIE, 2003.

Si se comparan las emisiones brutas de CO<sub>2</sub> en 2001 de MERCOSUR (445 Mt) con las mundiales (24.002 Mt) puede apreciarse que esta zona contribuye con sólo el 1,8 % de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>. Este dato contrasta con el de Estados Unidos cuyas fueron de 5.689 Mt (el 24% de las emisiones globales y una emisión promedio per cápita de 19,84 Mt CO<sub>2</sub>; más de 5 veces la media mundial.

Los países de la OCDE en su conjunto emitieron en 2001 el 54% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> y su promedio per cápita es de 10.99 Mt CO<sub>2</sub>. Sin embargo, las previsiones para el futuro señalan una participación cada vez mayor de los países en vías de desarrollo en las emisiones globales de CO<sub>2</sub> esperándose que a partir del 2035 las emisiones conjuntas de los países en desarrollo superen las de los países industrializados.

Si bien hasta ahora no existen compromisos de reducción de emisiones para estos países en desarrollo, las presiones para que los asuman son grandes y más tarde o más temprano van a tener que fijarse algún tipo de techo a sus emisiones que no podrán seguir creciendo indefinidamente. En este sentido los países del Mercosur han tenido posiciones divergentes. En la 4ª Conferencia de las Partes de la Convención de Cambio Climático en 1998, Argentina declaró su interés de imponerse a sí misma "compromisos voluntarios" de reducción de emisiones. Entre tanto Brasil se ha opuesto sistemáticamente a la asunción de compromisos voluntarios por parte de los países en vías de desarrollo. En la Convención de Cambio Climático en La Haya (noviembre de 2000), los 4 países actuaron por separado y con posiciones encontradas. Luego fueron acercándose en la medida que todas las naciones iban convergiendo hacia el acuerdo que finalmente fue alcanzado en la 7ª Conferencia de las Partes en Marrakech.

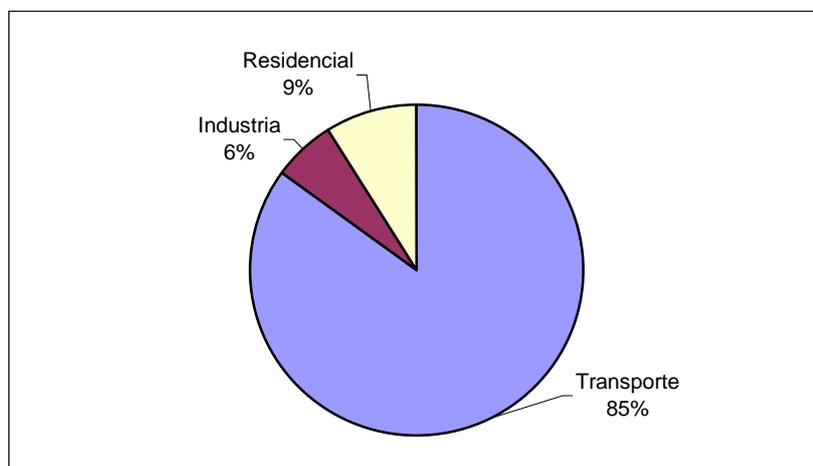
Según la AIE, las emisiones de CO<sub>2</sub> por sectores en los países del MERCOSUR en el año 2001 pueden consultarse en el cuadro adjunto:

**Cuadro 7.- Emisiones de CO<sub>2</sub> en MERCOSUR por sectores (M toneladas)**

	Electricidad	Autoprodutores no localizados	Otras industrias de la energía	Industrias manufactureras y Construcción	Residencial	Transportes por carretera	Otros transportes	Otros sectores	Total emisiones
<b>Argentina</b>	16,7	3,7	11,99	20,16	16,12	31,98	6,3	10,72	117,66
<b>Brasil</b>	20,58	11,16	21,02	93,53	17,16	114,23	14,21	19,97	311,87
<b>Paraguay</b>	0	0,02	0	0,27	0,18	2,65	0,03	0	3,15
<b>Uruguay</b>	0,02	0	0,3	0,84	0,44	2,37	0,02	0,66	4,66

En el caso de Paraguay el 88% de las emisiones de CO2 provienen del transporte. Es el país del Mercosur con menores emisiones de CO2 tanto en volumen absoluto como per capita. La distribución de estas emisiones por sectores en Paraguay queda como sigue:

**Gráfico 2.- Emisiones de CO2 en Paraguay. 2001 (%)**



FUENTE: AIE, 2003.

## VII.2.6. MECANISMOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES INDIRECTOS

Para que los países industrializados cumplan con sus compromisos de reducción de emisiones pueden usar métodos directos, aplicando mejoras técnicas a los procesos en los que se emite CO<sub>2</sub> que disminuyan esta emisión, o métodos indirectos también llamados “Mecanismos de Flexibilización”. Estos métodos indirectos son los siguientes:

- *Comercio de derechos de emisión:* la idea básica de este mecanismo es que un país que ha hecho el esfuerzo de reducir sus emisiones por debajo de su compromiso, pueda vender la parte que le sobra a otro país para el cumplimiento de los compromisos de este último. Este mecanismo sólo podrá ser utilizado por los países del Anexo 1 del PK.
- *Implementación Conjunta (IC):* por la vía de este mecanismo, los países del Anexo 1 pueden entre sí realizar proyectos para reducir emisiones y negociar la reducción lograda. Por ejemplo Japón puede invertir en Inglaterra en construir una planta termoeléctrica a gas natural que sustituya una de la misma potencia que funcione a carbón.
- *Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL):* este último es el único de los llamados “Mecanismos de Flexibilización” de los que podrían participar países como Paraguay, al igual que el resto de los países no incluidos en el Anexo 1. El MDL que se define en el artículo 12 del PK se propone como objetivo ayudar a los países anteriores a lograr un desarrollo sostenible y a las Partes incluidas en el Anexo 1 a cumplir sus compromisos. El mecanismo permite a estos últimos utilizar los certificados de reducción de emisiones (CERs) resultantes de proyectos realizados en los países no Anexo 1 para dar cumplimiento a parte de sus compromisos en el PK. Es decir, los países industrializados realizan la reducción de emisiones en el Tercer Mundo en vez de hacerlo en su casa, a cambio de lo cual entregan los fondos necesarios para las inversiones en el sector energético. Los países en vías de desarrollo ven en este mecanismo una nueva fuente de fondos para sus empobrecidas economías, mientras que para los países industrializados resulta una forma más económica de cumplir con sus compromisos.

Hay varios tipos de proyectos que podrían beneficiarse de estas inversiones. Por ejemplo, proyectos vinculados a la generación eólica, solar, biomasa o biogás pueden ser elegibles puesto que promueven un desarrollo sostenible por ser fuentes “limpias” y locales. Los fondos provenientes de la venta de los “certificados de reducción de emisiones” que provengan de estos proyectos solventarían la brecha de precios que hoy hace inviable económicamente su implantación. Proyectos de eficiencia energética que apunten a la mejora de los equipos en la generación de energía, en la industria y en los hogares (electrodomésticos, eficiencia térmica de los edificios, etc.) también podrían tener un amplio desarrollo. También el uso racional de la energía en el transporte, donde proyectos que procuren una reestructuración del sector tanto

de carga como de pasajeros podrían tener un fuerte impacto en la disminución del consumo de energía y la consecuente reducción de emisiones. Estos proyectos podrían ayudar a una estrategia sostenible del sector energético, reduciendo el uso de combustibles fósiles, incorporando las últimas tecnologías y reduciendo las emisiones globales y locales.

Estimar el potencial del MDL es difícil pues hay varios puntos en discusión en cuanto a las dimensiones y condiciones del futuro “mercado de carbono”. Uno de los temas determinantes del potencial del MDL es la inclusión de “sumideros”. El dióxido de carbono, cuya creciente acumulación es el principal causante del actual problema de “efecto invernadero”, tiene un ciclo natural en la biosfera. Los bosques, el océano, las plantas, son lugares en los que el carbono naturalmente se almacena. Una de las opciones que se propone como forma de reducir la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera es la “creación” de sumideros. Es decir, en vez de reducir las emisiones, aumentar el “secuestro” de carbono. Esto puede hacerse a través de las plantaciones forestales o la conservación de bosques. Así si cualquier país que ha ratificado el protocolo de Kyoto aumenta su extensión forestal puede percibir CERs que luego puede vender a países del anexo 1.

La amplia incorporación de este tipo de proyectos dentro del MDL reduce las oportunidades para el sector energético por dos razones: En primer lugar porque la “oferta” de proyectos en el “mercado de carbono” es mayor; y en segundo lugar porque los costos de absorber carbono en un bosque o una plantación son muy inferiores a los de reducir emisiones a través de fuentes energéticas menos contaminantes, por lo cual los proyectos de sumideros lograrían iguales beneficios a un costo menor.

## **VII.2.7. POSTURA Y DIRECTIVA DE LA UNIÓN EUROPEA**

La Unión Europea desde un principio ha estado a la cabeza en el impulso del Protocolo de Kyoto, Según lo que se acordó en este tratado, la UE debe reducir sus emisiones en un 8% con respecto a las emisiones de 1990. Como muestra de la voluntad de la UE por aprobar este protocolo, el 9 de Febrero de 2004 los ministros de Medio Ambiente de las 15 naciones acordaron en Bruselas poner en marcha su ratificación, estableciendo como fecha límite el 31 de Marzo para la conclusión de este proceso.

En este sentido, y a lo largo de las últimas semanas, los diferentes países están publicando sus borradores de planes de asignación como continuación a la Directiva Europea. A fecha de hoy sólo cinco países han cumplido con el plazo previsto: Austria, Alemania, Dinamarca, Irlanda y Finlandia.

La postura de la UE con respecto a los mecanismos para un desarrollo limpio y de implementación conjunta se definió en la propuesta de Directiva 2003/0173

de fecha 23 de Julio de 2003.

En esta Directiva se afirma que la implementación conjunta y el mecanismo para un desarrollo limpio, junto con el comercio internacional de derechos de emisión, son instrumentos innovadores contemplados en el Protocolo de Kyoto. Estos, denominados «mecanismos flexibles de Kyoto» y que se han presentado anteriormente, autorizan a las Partes a alcanzar parte de sus objetivos aprovechando sus oportunidades de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en otros países a coste más bajo. El fundamento es que, desde el punto de vista del medio ambiente mundial, el lugar donde se produzca la reducción de las emisiones tiene poca importancia. Las normas, modalidades y directrices de aplicación de los mecanismos del Protocolo de Kyoto se acordaron en la 7ª Conferencia de las Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP7, noviembre de 2001) como parte de los llamados «Acuerdos de Marrakech».

La mencionada propuesta impulsa la IC y el MDL al ofrecer más incentivos a las empresas para recurrir a estos mecanismos. Por ello, fomenta la transferencia de tecnologías tanto a los países industrializados como a los países en vías de desarrollo al tiempo que rebaja los costes de cumplir los compromisos derivados del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión. La propuesta hace saber con claridad a otras Partes en el Protocolo de Kyoto que la Unión Europea está plenamente comprometida con los mecanismos flexibles de Kyoto y las ventajas que suponen tanto para la Unión como para otras Partes.

Al mismo tiempo establece que los países industrializados tienen la responsabilidad de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero con medidas nacionales, dados sus niveles históricos de emisiones y sus emisiones *per cápita* actuales más altas que las de los países en vías de desarrollo. Esto sostiene el principio de complementariedad, por el que los países industrializados deben tomar medidas significativas en su territorio para cumplir sus compromisos de reducción y recurrir a los mecanismos del Protocolo de Kyoto únicamente para cumplir parte de estos compromisos. Este principio se consagra en los Acuerdos de Marrakech y la UE lo ha defendido siempre.

Según esta propuesta “La IC y el MDL permiten la generación de créditos cuando los proyectos en los que se basan logran mayores reducciones de las emisiones que las que se habrían producido de no haberse realizado dichos proyectos (la hipótesis de «base de referencia»). Estos proyectos tienen que arrojar beneficios reales, mensurables y a largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático y contribuir al mismo tiempo al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible de los países de acogida, especialmente mediante la transferencia de tecnologías respetuosas con el medio ambiente.”<sup>19</sup>

Los proyectos de IC deben llevarse a cabo en países desarrollados o países con economías en transición (Partes incluidas en el Anexo I en la Convención

---

<sup>19</sup> La IC y el MDL se diferencian en la medida en que los proyectos se realizan en países con compromisos diversos y, por lo tanto, están sujetos a distintos requisitos del ciclo del proyecto conforme a los Acuerdos de Marrakech.

Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático). Participan en ellos dos países por lo menos que hayan aceptado un objetivo de emisión. Las reducciones de emisiones de los proyectos de IC se denominan *unidades de reducción de las emisiones* («URE») y las expide el país en que se ejecute el proyecto (el «país de acogida»). La ejecución de un proyecto de IC implica una transferencia de URE de un país a otro, pero las emisiones totales autorizadas en los países siguen siendo iguales («suma con resultado cero»). El país de acogida sale beneficiado al reducir al mínimo la parte de su cantidad asignada transferida, mientras que el país inversor se beneficia del aumento al máximo del número de unidades asignadas que adquiere. Se prevé que ambos países alcancen un equilibrio. Está previsto que la IC sea un buen mecanismo de transferencia de tecnologías avanzadas respetuosas con el medio ambiente, en especial a Rusia, donde existe un gran potencial para las inversiones de IC en el sector energético.

El Protocolo de Kyoto contempla que los países en vías de desarrollo acojan proyectos de MDL (Partes no incluidas en el Anexo I en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, sin objetivos cuantitativos de reducción de emisiones). Las Partes incluidas en el Anexo I pueden utilizar los créditos MDL para compensar un aumento de sus emisiones nacionales durante un período de compromiso. La aplicación del MDL la supervisa un organismo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, la Junta Ejecutiva del MDL, que se encarga de expedir los créditos MDL denominados *reducciones certificadas de las emisiones* («RCE»). Se espera que el MDL sea un buen mecanismo de transferencia de tecnologías avanzadas respetuosas con el medio ambiente a los países en vías de desarrollo.

Con respecto a las energías renovables esta propuesta establece que:

“La sustitución de la producción de electricidad y calor a partir de combustibles fósiles convencionales por fuentes de energía renovables representa una posibilidad importante de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la producción de electricidad y calor. El régimen comunitario de comercio de derechos de emisión no aborda específicamente la energía renovable porque ésta no emite dióxido de carbono. La energía renovable tiene la ventaja de que no necesita obtener y ceder derechos de emisión para producir electricidad y calor a partir de fuentes renovables, mientras que esos derechos de emisión suponen unos mayores costes de oportunidad para los productores que utilizan combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural. Estos mayores costes de oportunidad se reflejarán en los precios de mercado de la electricidad y el calor, lo que es una ventaja para los productores a partir de fuentes renovables.

Está previsto que se propongan numerosos proyectos de energías renovables como actividades de proyectos de Kyoto, en especial en virtud del MDL. Estos proyectos contribuirán considerablemente a paliar el cambio climático y podrían ayudar a algunos países a adaptarse a los efectos perjudiciales de dicho cambio. Existe un gran potencial de creación de sinergias con el objetivo de mitigar la pobreza. Conviene señalar que las Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático recién adoptada (COP8, Delhi,

India) han simplificado las modalidades de los proyectos de MDL de pequeña escala, incluidos los proyectos energéticos renovables con una capacidad máxima de producción equivalente a una cifra de hasta 15 megavatios, lo que facilitará considerablemente la ejecución de proyectos energéticos renovables conforme al MDL, reduciendo al mínimo al mismo tiempo los costes de transacción”.

## CAPÍTULO VIII. ESCENARIOS ENERGÉTICOS

### ÍNDICE

<b>VIII.1. EL ENTORNO INTERNACIONAL.....</b>	<b>3</b>
VIII.1.1. LAS INCERTIDUMBRES MUNDIALES .....	3
VIII.1.2. LAS INCERTIDUMBRES EN MERCOSUR .....	4
<b>VIII.2. ESCENARIOS ENERGÉTICOS MUNDIALES Y DE AMERICA LATINA .....</b>	<b>6</b>
VIII.2.1. ASPECTOS GENERALES. HIPÓTESIS SOCIO-ECONÓMICAS .....	6
VIII.2.2. HIPÓTESIS ENERGÉTICAS.....	7
VIII.2.3. PROSPECTIVA ENERGÉTICA. PRINCIPALES RESULTADOS POR GRANDES REGIONES MUNDIALES .....	9
<b>VIII.3. LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS DE PARAGUAY. PROSPECTIVA DE PRINCIPALES MAGNITUDES ENERGÉTICAS.....</b>	<b>15</b>
VIII.3.1. LA METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	15
VIII.3.2. LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS. HIPÓTESIS UTILIZADAS .....	18
VIII.3.3. LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS SOBRE CONSUMO DE ENERGÍA. RESULTADOS OBTENIDOS .....	20
VIII.3.4. LOS ESCENARIOS SOBRE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA .....	30
VIII.3.5. PROYECCIONES DEL BALANCE ENERGÉTICO DEL PARAGUAY.....	37
<b>VIII.4. PERSPECTIVAS DE FUTURO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....</b>	<b>42</b>
VIII.4.1. GENERACIÓN.....	42
VIII.4.1.1. Las Centrales Binacionales.....	42
VIII.4.1.2. ANDE .....	43
VIII.4.1.3. Nuevas formas de generación en Paraguay.....	43
VIII.4.1.4. Potencia instalada.....	44
VIII.4.1.5. Producción .....	46
VIII.4.2. TRANSPORTE .....	48

VIII.4.2.1. Operación de la red conjunta y separada .....	48
VIII.4.2.2. Líneas de transmisión .....	49
VIII.4.2.3. Subestaciones.....	50
VIII.4.3. DISTRIBUCIÓN .....	55
VIII.4.4. DEMANDA.....	55
VIII.4.4.1. Proyecciones de demanda de energía .....	56
VIII.4.4.2. Proyecciones de demanda de Potencia .....	60
VIII.4.5. INVERSIONES NECESARIAS.....	65
<b>ANEXO. SERIES Y GRÁFICOS DE PIB, CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....</b>	<b>68</b>

## VIII.1. EL ENTORNO INTERNACIONAL

### VIII.1.1. LAS INCERTIDUMBRES MUNDIALES

Los acontecimientos que han tenido lugar durante el último año en el mundo no inducen al optimismo en el devenir a medio/largo plazo de los sistemas energéticos.

Acontecimientos geopolíticos como la **guerra de Irak**, con todos sus “efectos colaterales” de terrorismo internacional, de inseguridad/inestabilidad política en Oriente Próximo (sobre todo en el propio Irak y en el resto de países del Golfo Pérsico), la férrea política de **control de la oferta** de crudo practicada por la **OPEP** (a principios de abril de 2004 la OPEP, de nuevo, redujo su producción en 1 millón de barriles diarios), las **incertidumbres** planteadas en **Venezuela** por las huelgas que han tenido lugar en este país, así como por su **incierto futuro político**, son algunas de las razones más importantes que explican la clara tendencia al alza de los **precios del petróleo** y, por ende, de los del **gas natural**.

A las razones anteriores se han añadido otros factores que han “incentivado” la escalada del precio del petróleo y, además, han agravado su nivel de **volatilidad**, de tal forma que hace prácticamente imposible realizar una previsión razonable de la evolución de estos precios. Entre estos factores destacan el descubrimiento de **inexactitudes contables** en materia de **reservas**. En efecto, durante el mes de enero pasado, la Royal Dutch Shell reconocía que las reservas probadas de petróleo y gas de la compañía eran inferiores en un 20% a lo señalado en sus libros. Días después, la propia multinacional corrigió nuevamente dichas reservas para, finalmente, situarlas un 25% por debajo. En esos mismos días, la compañía El Paso, admitía que sus reservas habían sido sobreestimadas en más de un 40%.

Abundando en el tema de las **reservas**, el Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales de Washington, señalaba la posibilidad de que los grandes campos de **Arabia Saudí** hubieran alcanzado ya su **capacidad máxima** de producción y hubieran entrado en **fase de declive**.

Las **dudas** planteadas sobre las **reservas globales** de **petróleo** han sido, por tanto, otro elemento que se ha añadido a los mencionados anteriormente que, conjuntamente, han creado la inquietud del fin definitivo de la era del **petróleo barato** (al menos de los niveles alcanzados durante casi toda la década de los noventa, sobre todo entre los años 95-98 que, recordemos, el precio del crudo Brent llegó a bajar hasta aproximadamente 10 dólares/barril).

Por otra parte y volviendo a la **política** practicada por la **OPEP** se aprecia, cada vez más, una **actitud decidida** hacia el mantenimiento de los precios de petróleo en la **horquilla 22-28** dólares/barril. Parece que la actitud algo más vacilante del cartel en años anteriores respecto a su política de oferta, explicable por el miedo a perder **cuota de mercado** frente a productores no-

miembros (Rusia y México, principalmente), ha ido poco a poco cambiando hacia un comportamiento más decidido por el convencimiento de la OPEP y, en particular, de Arabia Saudí del cada vez **menor margen** de los países no-miembros para incrementar de forma notable su producción ante el avance de la demanda mundial. El control de **dos tercios** de las **reservas mundiales** otorga esa confianza a la OPEP.

Por todas las razones anteriores, durante los próximos diez años, va a ser difícil que el **precio medio del petróleo** se sitúe por debajo de los **25 dólares/barril**.<sup>1</sup> Es más, no habrá que descartar períodos de tiempo más o menos largos en los que el precio del crudo se acerque a los 40 dólares/barril como viene ocurriendo en los últimos meses.

### VIII.1.2. LAS INCERTIDUMBRES EN MERCOSUR

Los países de **América Latina** y, en particular, los que forman MERCOSUR más Chile y Bolivia tampoco han escapado a los **problemas energéticos**, que, obviamente, se añaden a los mencionados a nivel mundial.

Los países **protagonistas** han sido los que cuentan con niveles significativos de reservas de petróleo y gas que, además, les ha permitido mantener niveles de producción para atender el consumo interno y **exportar** los excedentes.

Los problemas planteados por el **gas boliviano** son de sobra conocidos. Este recurso, más que utilizarlo como un instrumento de creación de riqueza y de desarrollo económico sostenible, parece ser utilizado como un arma para resucitar **viejos odios** en esta parte de América Latina. El gas boliviano ya ha supuesto la dimisión de un presidente del Gobierno y está suponiendo una política “de encaje de bolillos” para el actual Gobierno.

Pero lo que realmente ha planteado una gran preocupación es la **crisis energética** que está sufriendo **Argentina**. Sin entrar a analizar en profundidad las causas que han conducido a una situación de **desabastecimiento** (gas y electricidad) para este país,<sup>2</sup> si hay que decir que esto último ha creado **tensiones** en los países vecinos, en particular con **Chile**. También pueden producirse tensiones con **Paraguay** si, ante este nuevo escenario energético

<sup>1</sup> En contra de lo que manejan algunos escenarios elaborados por Organismos Supranacionales que suponen un descenso hasta 2006 a niveles cercanos a 18-19 dólares/barril (véase, por ejemplo, los escenarios energéticos elaborados por la Comisión de la UE).

<sup>2</sup> Las reformas o procesos de liberalización llevados a cabo en el sector energético (en particular en el eléctrico), la política de precios/tarifas (liberalización con precios intervenidos) pueden estar en la base de este **grave problema** que supone para la economía de un país “quedarse sin energía”.

de Argentina, no se encuentra una solución justa, equitativa y viable a la central de Yacyretá. En el caso concreto de Chile, hay que decir que el Gobierno argentino, de forma unilateral y ante la situación de escasez de gas natural para el consumo interno (afectando principalmente al normal funcionamiento de las centrales de ciclo combinado) decidió, a finales de abril de 2004, **recortar** en un **25%** las **exportaciones** de este hidrocarburo a Chile<sup>3</sup> y todo ello a pesar de que, ambos países firmaron en 1995 un **protocolo de integración gasista**.

**Uruguay** también se ha visto afectado por la crisis energética de **Argentina** pues el Gobierno de éste último país suspendió a mediados del mes de **marzo de 2004** dos de sus tres contratos de **suministro de gas**. Uruguay deberá recurrir al **gasoil** para hacer funcionar dos centrales térmicas, con el consecuente incremento del coste que ello supone.

**Brasil** importa una pequeña cantidad de **gas natural** de Argentina. Probablemente también se verá afectado por las medidas restrictivas del Gobierno argentino.

Las **incertidumbres** que gravitan sobre el **sistema energético mundial** a los que hay que sumar las específicas a la **zona de MERCOSUR** hacen **difícil** el diseño de **escenarios energéticos** razonables no sólo para esas zonas, sino también para el **Paraguay**. La **prudencia** y el **realismo** presiden las hipótesis sobre las que se sustentan los **escenarios energéticos** diseñados para el **Paraguay**.

---

<sup>3</sup> Recordemos que en este país el 35% de la producción de electricidad depende del gas importado desde Argentina.

## VIII.2. ESCENARIOS ENERGÉTICOS MUNDIALES Y DE AMÉRICA LATINA

### VIII.2.1. ASPECTOS GENERALES. HIPÓTESIS SOCIO-ECONÓMICAS

Son varios los Organismos nacionales o supranacionales que realizan ejercicios de **prospectiva energética mundial**. Banco Mundial, Agencia Internacional de la Energía (OCDE), Comisión de la UE y varios Centros de Investigación privados/públicos publican sus resultados sobre la **evolución a largo plazo** de los sistemas energéticos mundiales. En términos generales existe una gran coincidencia en lo que respecta a las tendencias de las grandes magnitudes energéticas.

En nuestro caso vamos a utilizar el último estudio realizado por la UE sobre prospectiva energética de enero de 2003<sup>4</sup>.

En el estudio mencionado las **hipótesis económicas** utilizadas han sido las siguientes:

- La población **mundial** crecerá a un ritmo anual del 1,2% durante 2000-2010. Para el período 2010-2020 este crecimiento anual desciende hasta el 1%. En el caso de **América Latina**, la población prevista crecerá un 1,4% anual durante 2000-2010 y un 1,1% anual para el período 2010-2020. Los mayores incrementos previstos de la población se localizan en **África** (2,3% y 2,1% en ambos períodos).

En 2000, la población de América Latina supuso el 8,4% del total mundial. Este mismo porcentaje se situará, según las previsiones realizadas, en un 8,6% en 2010 y en un 8,7% en 2020.

- El PIB **mundial** aumentará a un ritmo anual de un 3,3% durante 2000-2010 y será de un 3% anual en el período 2010-2020. El PIB previsto para América Latina se incrementará un 3,5% anual durante 2000-2010 y un 3,1% en 2010-2020.

---

<sup>4</sup> European Energy and Transport. Trends to 2030; Comisión de la UE, Enero de 2003.

**Cuadro 1.- Incrementos previstos de población y PIB (incrementos anuales)**

	Población		PIB	
	00/10	10-20	00/10	10-20
<b>Mundo</b>	1,2	1,0	3,3	3,0
<b>A. Latina</b>	1,4	1,1	3,5	3,1

FUENTE: Comisión UE; ob. cit.

- El mayor crecimiento del PIB que el correspondiente a la población implica que el **PIB/capita** crecerá a tasas anuales cercanas al 2% tanto en el mundo como en América Latina.

## VIII.2.2. HIPÓTESIS ENERGÉTICAS

Respecto a las hipótesis manejadas para el cálculo del **escenario energético central** hay que destacar los siguientes aspectos:

- Caída de los precios del petróleo durante el período 2000-2006, provocada por una cierta “sobreoferta” y un crecimiento económico bajo<sup>5</sup>. El precio baja desde un nivel máximo en 2000 de **28 dólares/barril** hasta algo menos de **19 dólares/barril en 2006**. A partir de este último año, el precio del crudo inicia una suave tendencia al alza que acaba alcanzando un precio aproximado a **24 dólares/barril** en 2020.
- El **consumo mundial de energía** crecerá hasta alcanzar un nivel superior a 14.500 millones de tep en 2020; es decir a una tasa media anual del 1,9%. Dado que el incremento anual del PIB previsto es ligeramente superior al 3% y que la población crecerá a un ritmo cercano al 1%, el consumo de **energía per capita** aumentará, mientras que la **intensidad energética** disminuirá (aproximadamente a una tasa media anual del 1,1%). La evolución o la baja de este último indicador se basará en los **cambios estructurales** y en el avance de las tecnologías que permiten mejorar la “productividad” energética.

<sup>5</sup> Como sabemos, lo ocurrido en la realidad ha sido justo lo contrario. Aspectos geopolíticos como la guerra de Irak, incertidumbres sobre los niveles de las reservas probadas, la fortaleza creciente de la política de oferta de la OPEP (incrementada por la reducción del “margen de maniobra” de los países no-miembros) han sido acontecimientos que han llevado el precio del crudo a niveles cercanos a 40 dólares/barril.

- El sistema energético mundial continuará estando dominado por los **combustibles fósiles**:
  - El **petróleo** permanece como la energía más importante (el 37% del consumo de energía primaria en 2020).
  - El **gas natural** es la energía protagonista, con el mayor crecimiento, pasando su peso en el consumo de energía primaria desde un 22,3% en 2000 a un 25,5% en 2020; es decir, un incremento medio anual de aproximadamente el 2,6%.
  - El consumo de **carbón** también crecerá fuertemente (por encima de un 2% anual), bajo el impulso, principalmente, de su utilización en **China e India**.
  - Las **energías renovables** (excluida la hidráulica) crecerán de manera notable (alrededor de un 3% anual), aunque su aportación al consumo bruto de energía primaria continuará siendo “**simbólica**” (1,7% en 2000 y 2,0% en 2020).
  - El consumo de **biomasa**, sustituida por energías comerciales, descenderá de manera significativa: desde 820 millones de tep en 2000 a 569 millones de tep en 2020; es decir una caída de casi un 31%. Su peso en el consumo de energía primaria pasará desde un 8,2% en 2000 a un 3,9% en 2020.
  - Respecto a la **energía nuclear** hay que señalar que su pequeño aumento se debe a la ampliación de capacidad instalada en Japón y en algunos países en desarrollo, mientras que en los países industrializados se espera una ligera tendencia a la baja de su aportación al consumo de energía primaria.

**Cuadro 2.- Prospectiva del consumo mundial de energía primaria. Escenario Central (millones de tep)**

	2000	2010	2020	% Var. 20/00
<b>Sólidos</b>	2.286	2.802	3.482	52,3
<b>Líquidos</b>	3.556	4.412	5.395	51,7
<b>Gas</b>	2.221	2.835	3.706	66,9
<b>Nuclear</b>	663	798	765	15,4
<b>Hidráulica</b>	238	289	340	42,9
<b>Biomasa</b>	820	682	569	-30,6
<b>Otras renovables</b>	170	237	294	72,9
<b>TOTAL</b>	9.954	12.055	14.551	46,2

FUENTE: Comisión UE, ob. cit. y elaboración propia.

### VIII.2.3. PROSPECTIVA ENERGÉTICA. PRINCIPALES RESULTADOS POR GRANDES REGIONES MUNDIALES

Los resultados obtenidos por el ejercicio prospectivo realizado por la Comisión de la UE ponen de manifiesto que el **empuje** de la demanda mundial de energía primaria se localizará en las **regiones en desarrollo**, destacando, en este sentido, **Asia** (principalmente China e India), **América Latina** (con casi 67% de aumento durante 2000-2020) y **África**.

Estas regiones aumentarán su participación en el consumo mundial de energía primaria (cifras en porcentaje):

	<u>2000</u>	<u>2020</u>
Asia	25,8	34,0
A. Latina	6,2	7,0
África	3,4	3,8

En sentido contrario destacan los **países europeos** de la OCDE donde el consumo de energía primaria crecerá a una tasa media anual del 0,7-0,8%, lo que significa un incremento para todo el período (2000-2020) de un 16,1% y una caída de su peso en el consumo mundial de energía primaria desde un 16,1% en 2000 a un 12,8% en 2020. A pesar de todo, los **países industrializados** (la totalidad de países de la OCDE) continuarán siendo los de mayor consumo de energía primaria (casi 5.600 millones de tep en 2020; es decir, el 38,5% del consumo total).

<b><u>Países industrializados. Totalidad OCDE</u></b>		
2000	4.763 Mtep	47,9%
2020	5.595 Mtep	38,5%

**Cuadro 3.- Prospectiva del consumo mundial de energía primaria por regiones (millones de tep)**

	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>% Var. 20/00</b>
<b>A. Norte</b>	2.522	2.771	2.977	18,0
<b>OCDE Europa</b>	1.603	1.715	1.861	16,1
<b>OCDE Pacífico</b>	638	696	757	18,7
<b>A. Latina</b>	613	787	1.021	66,6
<b>África</b>	343	423	551	60,6
<b>Asia</b>	2.565	3.737	4.950	93,0
<b>Otras regiones (1)</b>	1.670	1.926	2.434	45,7
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>9.954</b>	<b>12.055</b>	<b>14.551</b>	<b>46,2</b>

(1) Países de Europa Central y del Este (CEEC), Unión de Países Independientes (CIS), Oriente Medio.

FUENTE: Comisión UE, ob. cit. y elaboración propia.

Por **fuentes de energía**, los resultados prospectivos obtenidos que merecen destacarse son los siguientes:

- El consumo de **petróleo** crece lentamente en los países de la OCDE, mientras que en **África** y **Asia** aumenta rápidamente. Asia acaba convirtiéndose en el principal consumidor de petróleos. **América Latina** aumenta el consumo de petróleos en casi un 55% durante el período 2000-2020; es decir, su consumo pasa de 332 a 514 millones de tep.

**El consumo de petróleos en regiones en desarrollo (Mtep)**

	<u>2000</u>	<u>2020</u>
Asia	705	1.746
A.Latina	332	514
África	54	177

La participación de Asia en el consumo de petróleos pasa de 19,8% (2000) a 32,4% en 2020

**El consumo de petróleos en países industrializados (Mtep)**

	<u>2000</u>	<u>2020</u>
OCDE	1.933	2.141

La participación de los países avanzados en el consumo mundial de petróleos pasa de un 54,4% (2000) a un 39,7% (2020).

- El consumo mundial de **gas natural** crece a un ritmo anual en torno a un 2,6% durante 2000-2020, localizándose los mayores crecimientos en Asia, África y **América Latina**. En esta última, la utilización del gas aumenta a una tasa anual aproximada de un 4,7%, de tal manera que su participación en el consumo mundial de gas pasa de un 4,6% en 2000 a un 6,9% en 2020. En todas las regiones del mundo, el gas natural va a jugar un **papel**

**protagonista.** En los últimos 15 años, el gas ha penetrado fuertemente en los sistemas energéticos de los países avanzados, sustituyendo a carbón y petróleo en la generación de electricidad (centrales de ciclo combinado) y en usos finales. En la mayoría de ellos este proceso continuará en los próximos años, pues no hay que olvidar los ambiciosos programas de centrales de ciclo combinado puestos en marcha para sustituir el carbón, petróleo y, en algunos casos, los “vacíos de potencia” que van dejando los “congelados” programas de energía nuclear.<sup>6</sup> También en los **países en desarrollo**, el gas jugará un papel determinante en sus sistemas energéticos, de tal manera que será, con mucho, la energía con **mayor crecimiento**. En **América Latina**, por ejemplo, el **peso del gas** en el consumo de energía primaria pasará de un 16,6% en 2000 a un 25,2% en 2020.

**Cuadro 4.- Perspectivas sobre el consumo mundial de gas natural (millones de tep)**

	2000	2010	2020	% Var. 20/00
<b>A. Norte</b>	700	778	890	27,1
<b>OCDE Europa</b>	375	440	502	33,9
<b>OCDE Pacífico</b>	91	141	174	91,2
<b>A. Latina</b>	102	163	257	152,0
<b>África</b>	3	5	8	166,7
<b>Asia</b>	211	427	660	212,8
<b>Otras regiones</b>	739	881	1.215	64,4
<b>TOTAL</b>	<b>2.221</b>	<b>2.835</b>	<b>3.706</b>	<b>66,9</b>

FUENTE: Comisión de la UE; ob. cit. y elaboración propia.

<sup>6</sup> La ratificación del **Protocolo de Kyoto** es un factor explicativo importante de los programas de **gasificación** de los países industrializados como instrumento para ralentizar las emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Cuadro 5.- El peso del gas natural en el consumo de energía primaria (%)**

	2000	2020
A. Norte	27,8	29,9
OCDE Europa	23,4	27,0
OCDE Pacífico	14,3	23,0
A. Latina	16,6	25,2
África	0,9	1,5
Asia	8,2	13,3

FUENTE: Comisión de la UE; ob. cit. y elaboración propia.

- Bajo el impulso de la demanda de China y de India, la utilización del **carbón** aumentará a una tasa anual ligeramente por encima del 2% durante 2000-2020. En las proyecciones realizadas por la Comisión de la UE, el consumo de carbón retrocede en una primera fase (2000-2010) en los **países europeos** de la OCDE (caída de algo más de un 8%) para registrar una ligera recuperación en los últimos diez años del período analizado (2010-2020)<sup>7</sup>. En **América Latina**, el carbón continúa jugando un **papel marginal** en su balance energético; el peso de este combustible fósil en el consumo de energía primaria de América Latina pasa de un 5,4% en 2000 a un 3,8% en 2020.

<sup>7</sup> De nuevo el Protocolo de Kyoto obliga a los países de la UE a reducir/mantener unos niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> que, en definitiva, se están traduciendo en la “expulsión” del carbón para utilidades finales y, en menor medida, también en sus utilidades para la producción de electricidad. El caso contrario se observa en USA, donde el consumo de carbón crece a una tasa anual del 1% durante 2000-2020 (recordemos que este país no ha ratificado el Protocolo de Kyoto).

**Cuadro 6.- Perspectivas sobre el consumo de carbón (millones de tep)**

	2000	2010	2020	% Var. 20/00
<b>A. Norte</b>	512	606	661	19,0
<b>OCDE Europa</b>	252	231	272	7,9
<b>A. Latina</b>	33	33	39	18,2
<b>Asia</b>	1.035	1.491	1.947	88,1
<b>Resto</b>	454	441	563	24,0
<b>TOTAL</b>	<b>2.286</b>	<b>2.802</b>	<b>3.482</b>	<b>52,3</b>

FUENTE: Comisión de la UE; ob. cit. y elaboración propia.

- Recordemos que la Comisión de la UE, pronostica para la **biomasa** y las **energías renovables** (excluida la hidráulica) lo siguiente:
  - El aumento del **nivel de vida** (crecimiento proyectado de la renta per capita) en los **países en desarrollo** y un mayor peso de la **población urbana** conducen a una notable caída del uso de la **biomasa** a favor de las energías comerciales (petróleos, gas y electricidad).
  - Dado el entorno económico desfavorable (respecto a las energías comerciales) y el estado de la tecnología no se prevé un avance espectacular de las energías renovables (excluida la hidráulica), con la excepción de la **energía eólica**, cuyas condiciones económicas y tecnológicas la han convertido en la “estrella” de las renovables.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> En España apenas había instalados 800 MW eólicos en 1998; en 2003 esta potencia eólica se acercó a 6.000 MW y en 2010 probablemente se supere ampliamente el objetivo de casi 9.000 MW marcado por el IDAE en su Plan de Fomento de las Energías Renovables.

### VIII.3. LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS DE PARAGUAY. PROSPECTIVA DE PRINCIPALES MAGNITUDES ENERGÉTICAS

#### VIII.3.1. LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

El análisis prospectivo se ha desglosado en **dos grandes bloques**:

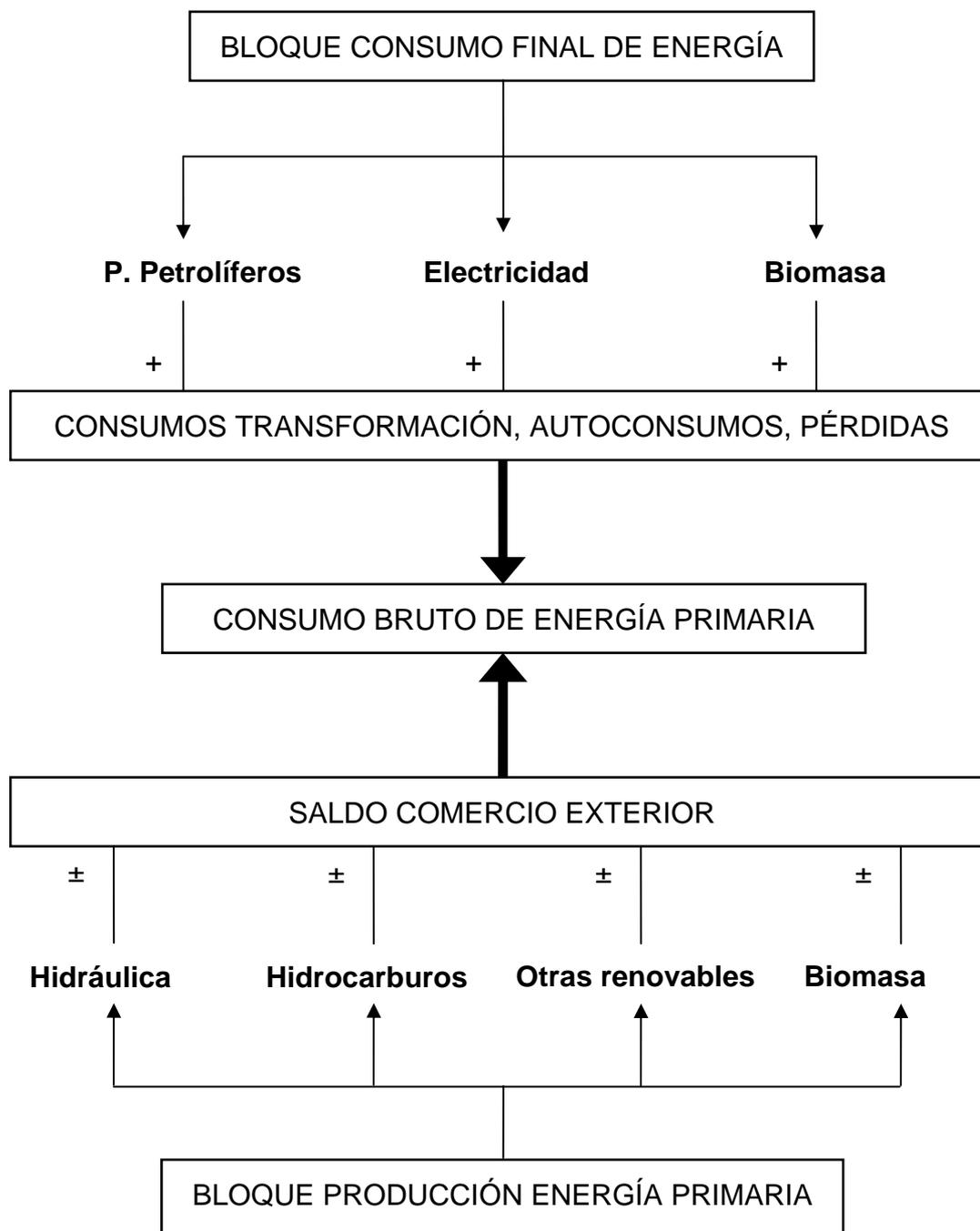
- Bloque de consumo final de energía.
- Bloque de producción de energía primaria.

La estimación del primer bloque (consumo final de energía) al que se añaden los cálculos de consumos en transformación, así como los autoconsumos y pérdidas permiten cuantificar la evolución previsible del **consumo bruto de energía primaria** (cálculo realizado desde la parte de la demanda).

El segundo bloque estima la **producción de energía primaria** (hidráulica, hidrocarburos, biomasa y otras renovables) a la que se añade el **saldo de comercio exterior** para hacerla coincidir con el consumo bruto de energía primaria (cálculo desde la parte de la oferta).

Ambos bloques permiten, por tanto, realizar **proyecciones** del **balance energético** de Paraguay.

### DIAGRAMA DE ANÁLISIS PROSPECTIVO



En el primer bloque: **Consumo Final de Energía (CFE)** se han realizado las siguientes tareas:

- Estimación del consumo de **productos petrolíferos**:
  - Gasolinas (naftas).
  - Gasoil.
  - Fuel-oil.
  - GLP.
  - Otros productos.
- Estimación del consumo de **electricidad**.
- Estimación del consumo de **biomasa**.

En todos los casos se ha efectuado una estimación en función del PIB a la que se han añadido una/dos variables exógenas que explicaremos más adelante (escenarios energéticos):

PE (Producto Energético) = f (PIB, x, y); donde PIB es el Producto Interior Bruto expresado en guaraníes constantes de 1982 (Banco Central del Paraguay); x e y son variables exógenas que recogen los impactos sobre el consumo de un **aumento de precios** y de **sustituciones interenergéticas** (principalmente gasolinas por gasoil; biomasa por electricidad y GLP)

También se realiza una **distribución sectorial** del consumo de energía que afecta principalmente a la **industria** para lo que suponemos (tanto en el escenario central como en el más optimista) que se llevará a cabo una cierta **política activa industrial** que, obviamente, se traducirá en un mayor consumo energético y, sobre todo, de **electricidad**.

En todos los casos (excepto en el escenario tendencial) los resultados obtenidos tienden hacia **valores medios** observados en MERCOSUR en 2001:

- Consumos per capita y peso de la biomasa en consumo final.
- Peso de la electricidad en consumo final y en la industria.

- Distribución sectorial del consumo de energía.

### VIII.3.2. LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS. HIPÓTESIS UTILIZADAS

Las hipótesis manejadas en lo que respecta a la **evolución del PIB** y de la **población** son las mismas que las mencionadas en el apartado dedicado a los **escenarios económicos** que, en el caso del PIB, eran los siguientes:

- Escenario tendencial (E1): Tasa de incremento anual de un 1,7% durante 2005-2013.
- Escenario deseable o escenario central (E2): Tasa de incremento anual del 3,5% durante 2005-2009 y del 3% durante 2009-2013.
- Escenario óptimo deseable (E3): Tasa de incremento anual del 5,6% durante 2005-2009 y del 6,4% durante el resto del período.

En todos los escenarios los incrementos del PIB utilizados (2003-2004) son los anticipados por el BCP y CEPAL: 2,5% en 2003 y 3,0% en 2004.

En el **bloque de consumo de energía** se han utilizado las siguientes hipótesis (escenarios central y óptimo deseable):

- Gasolinas: Variable exógena (x) para capturar el **efecto sustitución** por gasoil. El valor de x es inferior a la unidad y decrece a lo largo del período hasta un 0,9 en 2013.
- Gasoil: El consumo de este combustible se verá afectado por dos variables exógenas, aunque de signo contrario: x (efecto sustitución) positivo o superior a la unidad; y (efecto precio) de reducción del consumo con valor inferior a la unidad. El primero (x) intenta capturar el efecto de sustitución de gasolinas por gasoil, incentivado, además, por una progresiva ganancia del parque de vehículos con motor diesel. El segundo (y) refleja el impacto reductor o de ralentización sobre el consumo de una política de **precio real** del gasoil.

Valor de x: aumento progresivo hasta 1,10 en 2013.

Valor de y: impacto más importante en 2004 (efecto a corto plazo del precio) para descender progresivamente hasta 2008 (valor 0,91). A partir de este último año, el efecto precio pierde "fuerza explicativa", lo que se traduce en un aumento progresivo hasta 0,96 en 2013.

- Fuel-oil: El consumo de este combustible se verá afectado de forma negativa por un efecto de sustitución por electricidad (modernización de la industria). Este efecto de sustitución (x) tendrá un valor inferior a la unidad que descenderá progresivamente a lo largo de todo el periodo hasta

alcanzar un valor de 0,9.

- GLP: El consumo de este derivado gaseoso del petróleo se verá afectado positivamente por un efecto de sustitución que, principalmente, tendrá lugar en las economías domésticas: biomasa por GLP. El valor de este efecto (x) será superior a la unidad y alcanzará progresivamente la cifra de 1,10 en 2013.

La suma de los resultados anteriores a los que hay que añadir otros productos petrolíferos (principalmente usos no energéticos) para los que mantenemos la tendencia para estimar su utilización futura da como resultado el **consumo total de productos petrolíferos**.

- Electricidad: Su consumo se acelerará en los próximos años como producto de **políticas de industrialización y modernización** y de los **efectos de sustitución** que afectarán básicamente a la biomasa. Esta variable exógena (x) tendrá un valor superior a la unidad y crece progresivamente hasta una cifra de 1,10 en 2013. Este último efecto de sustitución se comparte con los GLP y probablemente con el gas natural al final del periodo con lo que en uno de los escenarios manejados para la electricidad suponemos que dicho efecto tendrá un débil impacto sobre el consumo de electricidad.
- Biomasa: Su tendencia al descenso aumentará en los próximos años debido a las **políticas de sustitución y modernización** (en la industria y en el residencial). El valor de esta variable exógena (x) será inferior a la unidad y decrecerá progresivamente hasta un nivel de 0,78 en 2013.
- Gas natural: Respecto al gas natural se han tenido en cuenta las últimas informaciones aportadas por el Viceministerio de Minas y Energía. Según estas informaciones la actual actividad de exploración centrada en el Chaco podría empezar a dar sus primeros frutos a finales de 2006 o inicio de 2007. Es decir, el gas natural como recurso autóctono podría incorporarse al balance energético de Paraguay en 2007. La producción prevista para ese año sería la necesaria para hacer funcionar una central de ciclo combinado de 50 MW. En años posteriores suponemos la incorporación del resto de empresas, actualmente en la fase de concesión, al proceso de producción de gas natural. Este proceso culminaría con la construcción de un gasoducto hasta Asunción y la puesta en funcionamiento de una central de ciclo combinado de 750 MW en 2013. En este último año, algunas empresas industriales, intensivas en el consumo de biomasa, podrían iniciar un proceso de sustitución por gas natural.

### VIII.3.3. LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS SOBRE CONSUMO DE ENERGÍA. RESULTADOS OBTENIDOS

En el **escenario tendencial** (E1) se observa que el consumo de energía aumenta en un 35,2% durante el período 2002-2013, correspondiéndole a la **electricidad** el mayor avance: un 65,5%. Los **productos petrolíferos**, bajo el impulso ejercido por el gasoil, se incrementan en casi un 51%, mientras que la **biomasa** lo hace en algo menos de un 20%.

<u>Variación del consumo 2002-2013. E1 (%)</u>		
Electricidad	.....	65,5
P. Petrolíferos	.....	50,7
Biomasa	.....	19,6
<b>TOTAL</b>	.....	<b>35,2</b>

Se trata de un escenario muy influenciado por las bajas tasas de incremento del PIB, sin ningún tipo de política energética que incentive la sustitución interenergética y/o que mejore la eficiencia energética.

De hecho se trata de un escenario de **baja actividad económica**, con pérdida de renta per capita, aumento del desempleo y reducidas tasas de ocupación. Precisamente, estas bajas tasas de ocupación y de actividad conducen a una pérdida de **productividad energética**, pues el indicador **intensidad en energía del PIB** aumenta en un 10%.

<b><u>Intensidad energética. E1</u></b>		
% variación PIB (13/2002)	.....	22,8
% variación consumo (13/02)	.....	35,2
I. Energética (2002) (1)	.....	3,24
I. Energética (2013) (1)	.....	3,57

(1) tep/millón de guaraníes constantes de 1982.

En el escenario E1, **el consumo de electricidad** pasa de 4.413 GWh en 2002 a 7.320 GWh en 2013. En otras palabras, suponiendo que la población aumenta a una tasa media anual del 2,2% durante 2002-2013, el consumo per capita de electricidad pasaría de 772 kWh/persona en 2002 a 1.007 kWh/persona en 2013. Como se puede apreciar este indicador se encuentra aún muy alejado del registrado en MERCOSUR en 2001 (1.828 kWh/persona).

<b><u>Consumo de electricidad y población. E1</u></b>			
		<u>2002</u>	<u>2013</u>
Consumo electricidad (GWh)	.....	4.413	7.320
Población (millones)	.....	5,72	7,27
Consumo/persona (kWh)	.....	772	1.007

NOTA: Consumo per capita en MERCOSUR (2001): 1.828 kWh.

En el escenario tendencial (E1), el **peso de la electricidad** en el consumo de energía en 2013 continúa estando alejado del correspondiente a MERCOSUR en 2001. También el **consumo de biomasa** continúa jugando un papel relevante, superior al de MERCOSUR en 2001.

<b><u>Otros datos de convergencia energética. E1</u></b>		
	<u>2002</u>	<u>2013</u>
<b>% Electricidad en CE</b>		
Paraguay	10,4	12,7
MERCOSUR (1)	16,1	--
<b>% Biomasa en CE</b>		
Paraguay	54,6	48,3
MERCOSUR (1)	23,8	--
<b>Biomasa/capita (tep)</b>		
Paraguay	0,350	0, 329
MERCOSUR (1)	0,224	--

(1) Datos de MERCOSUR para 2001.

En el **escenario deseable o central** (E2), el consumo de energía pasa de 3.660 miles de tep en 2002 a 5.385 miles de tep en 2013; es decir, un aumento del 47,1%. En este escenario se aplican **políticas de incentivación** de los **procesos de sustitución interenergética**, principalmente biomasa por electricidad, así como **políticas de precios realistas** que afectan en particular al **gasoil**, aunque, como veremos, este último carburante continúa aumentando de manera significativa por el impulso del aumento del parque de vehículos con motores diesel.

<b><u>Variación del consumo 2002-2013. E2 (%)</u></b>		
Electricidad	.....	141,0
P. Petrolíferos	.....	97,2
Biomasa	.....	-2,6
<b>TOTAL</b>	.....	<b>47,2</b>

Producto de los procesos de sustitución interenergética y de las políticas activas de desarrollo industrial, el consumo de **electricidad** pasa de 380 miles de tep en 2002 a 914 miles de tep en 2013 (un aumento del 140,5%). En sentido contrario, la **biomasa** cae desde 2000 miles de tep en 2002 a 1948 miles de tep en 2013.

Los **productos petrolíferos** aumentan en un 97%, principalmente por el impulso de la demanda de **gasoil** que aumenta un 116,1% durante 2002-2013. Con este escenario, los indicadores energéticos del Paraguay se acercan a los registrados en MERCOSUR durante 2001.

<b><u>Consumo de electricidad per capita. E2</u></b>			
		<u>2002</u>	<u>2013</u>
Consumo electricidad (GWh)	.....	4.413	10.633
Consumo/persona (kWh) (1)	.....	772	1.463

(1) Como se puede observar el consumo per capita del Paraguay se acerca al registrado en MERCOSUR en 2001, pues se sitúa a tan sólo un 20% por debajo.

En este escenario, producto de las políticas de sustitución interenergética y de la política de precios, la **elasticidad** del consumo de energía respecto al PIB es ligeramente superior a la unidad, lo que significa que la **intensidad energética** de la economía del Paraguay apenas crece un 4% durante 2002-2013.

<b><u>Intensidad energética. E2</u></b>		
% variación PIB (13/2002)	.....	40,4
% variación consumo (13/02)	.....	47,1
I. Energética (2002) (1)	.....	3,24
I. Energética (2013)(1)	.....	3,39

(1) Tep/millón de guaraníes constantes de 1982.

La **convergencia energética** del Paraguay hacia los valores medios de MERCOSUR en 2001 se advierte en prácticamente todas las energías.

<b><u>Otros datos de convergencia energética. E2</u></b>		
	<u>2002</u>	<u>2013</u>
<b><u>% Electricidad en CE</u></b>		
Paraguay	10,4	17,0
MERCOSUR (1)	16,1	--
<b><u>% Biomasa en CE</u></b>		
Paraguay	54,6	36,2
MERCOSUR (1)	23,8	--
<b><u>Biomasa/capita (tep)</u></b>		
Paraguay	0,350	0, 268
MERCOSUR (1)	0,224	--

(1) Datos MERCOSUR para 2001.

El **escenario óptimo deseable** (E3) estima un crecimiento del consumo de energía de un 98,2% durante el periodo 2002-2013. En este último año, el consumo estimado supera la cifra de 7,2 millones de tep, destacando, como en los escenarios anteriores, el avance de la **electricidad** con un incremento del 268,9% en el mismo período. Las **políticas activas** de modernización y desarrollo industrial, así como las **medidas de incentivación** del uso de la electricidad complementan el **efecto actividad** (importante crecimiento del PIB) como factores explicativos del salto registrado por esta energía. En este escenario, la electricidad penetra fuertemente en el balance energético del Paraguay, de tal forma que su peso en el consumo total de energía alcanza un valor superior al 19% (por encima de la media observada en MERCOSUR en 2001). En 2002, esa participación fue de un 10,4%.

<u>Variación del consumo 2002-2013. E3 (%)</u>		
Electricidad	.....	269,4
P. Petrolíferos	.....	191,2
Biomasa	.....	6,4
<b>TOTAL</b>	.....	<b>98,3</b>

La **biomasa** registra un práctico **estancamiento** a lo largo de todo el período, a pesar del fuerte aumento proyectado del PIB. Su peso en el consumo de energía disminuye hasta un 29% en 2013.

En este escenario, el esfuerzo de desarrollo económico y de **convergencia** económica y energética hacia los niveles medios de MERCOSUR se ve acompañado de un aumento del consumo de energía por unidad de PIB o **intensidad energética**. Los **bajos niveles de partida** del Paraguay y el **efecto actividad** compensan más que sobradamente los ahorros energéticos obtenidos a través de una política de precios realista.

<b><u>Intensidad energética. E3</u></b>		
% variación PIB (13/2002)	.....	79,0
% variación consumo (13/02)	.....	98,2
I. Energética (2002) (1)	.....	3,24
I. Energética (2013)(1)	.....	3,58

(1) tep/millón de guaraníes constantes de 1982.

En este escenario se advierte una mayor **convergencia** hacia los **niveles energéticos** de MERCOSUR en 2001.

<b><u>Consumo de electricidad per capita. E3</u></b>			
		<u>2002</u>	<u>2013</u>
Consumo electricidad (GWh)	.....	4.413	16.301
Consumo/persona (kWh) (1)	.....	772	2.242

(1) Este indicador del Paraguay durante 2013 supera en un 23% el registrado en MERCOSUR en 2001.

<b><u>Otros datos de convergencia energética. E3</u></b>		
	<u>2002</u>	<u>2013</u>
<b>% Electricidad en CE</b>		
Paraguay	10,4	19,3
MERCOSUR (1)	16,1	--
<b>% Biomasa en CE</b>		
Paraguay	54,6	29,3
MERCOSUR (1)	23,8	--
<b>Biomasa/capita (tep)</b>		
Paraguay	0,350	0,293
MERCOSUR (1)	0,224	--

(1) Datos de MERCOSUR para 2001.

**Cuadro 7.- Proyecciones del consumo de energía (miles de tep)**

	2002(r)	E1		E2		E3	
		2008	2013	2008	2013	2008	2013
<b>P. Petrolíferos</b>	<b>1.280</b>	<b>1.628</b>	<b>1.928</b>	<b>1.796</b>	<b>2.523</b>	<b>2.108</b>	<b>3.725</b>
Gasolinas	209	252	277	255	290	281	378
Gasoil	861	1.118	1.351	1.251	1.861	1.493	2.816
Fuel-oil	78	110	131	119	151	140	224
GLP	81	105	120	123	161	140	224
Otros	51	43	49	48	60	54	83
<b>Electricidad</b>	<b>380</b>	<b>515</b>	<b>629</b>	<b>639</b>	<b>914</b>	<b>770</b>	<b>1.402</b>
<b>Biomasa</b>	<b>2.000</b>	<b>2.333</b>	<b>2.392</b>	<b>2.093</b>	<b>1.948</b>	<b>2.149</b>	<b>2.127</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.660</b>	<b>4.476</b>	<b>4.949</b>	<b>4.528</b>	<b>5.385</b>	<b>5.027</b>	<b>7.254</b>

(r): real.

E1: Escenario tendencial.

E2: Escenario deseable/central.

E3: Escenario óptimo deseable.

**Cuadro 8.- Principales indicadores energéticos de MERCOSUR. 2001**

	Electricidad (1)	Petróleos (2)	Biomasa (3)	CEL/CFE (4)	CEI/CETI (5)
<b>Argentina</b>	2.125	0,488	0,081	15,0	19,6
<b>Brasil</b>	1.793	0,471	0,252	16,4	17,9
<b>Paraguay</b>	846	0,188	0,389	10,9	6,5
<b>Uruguay</b>	1.918	0,415	0,124	22,8	30,0
<b>MERCOSUR</b>	1.828	0,466	0,224	16,1	18,1

(1) kWh/capita.

(2) tep/capita.

(3) tep/capita.

(4) Peso de la electricidad en consumo final de energía (%).

(5) Peso de la electricidad en demanda industrial de energía (%).

FUENTE: IEA y elaboración propia.

### VIII.3.4. LOS ESCENARIOS SOBRE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Las hipótesis manejadas para estimar la evolución futura de la producción de energía se resumen en los siguientes términos:

- Sobre la **producción de hidrocarburos**: en base a la información aportada por las empresas que actualmente se encuentran en la fase de concesión/exploración y la facilitada por el Viceministerio de Minas y Energía, la producción de petróleo y de gas natural podría iniciarse a finales de 2006 o inicio de 2007. Las cantidades estimadas para ambos hidrocarburos podrían ser las siguientes:

**Cuadro 9.- Cantidades estimadas para gas natural y petróleo (miles de tep)**

	Gas natural	Petróleo	TOTAL
<b>2007</b>	50	-	50
<b>2008</b>	50	50	100
<b>2009</b>	100	50	150
<b>2010</b>	100	100	200
<b>2011</b>	200	100	300
<b>2012</b>	200	200	400
<b>2013</b>	400	400	800

Las hipótesis manejadas han sido las siguientes:

- Se ha supuesto que la producción se duplica cada dos años. EL petróleo inicia su andadura un año después. En 2013 la producción autóctona de hidrocarburos podría acercarse al millón de tep.
- La producción de gas se relaciona con el consumo esperado en generación eléctrica y con un excedente orientado a la exportación.
- La producción de petróleo se supone, en un principio, que se dirige a la exportación a no ser que se consiga “recuperar” la refinería de Villa Elisa (ampliación/modernización) en cuyo caso una parte (o la totalidad) de la producción de crudo se utilizaría como input para la producción de productos petrolíferos.

- Sobre la **producción hidráulica**: entrada en funcionamiento de los dos grupos adicionales de Itaipú a partir de 2005 y finalización de las obras en Yacyretá lo que permitirá aumentar su producción progresivamente entre los años 2004-2008.

También se ha previsto la entrada en funcionamiento en 2008 tanto de Aña Cuá (ver Anexo sobre Yacyretá) como de la futura central de punta de Yguazú, central de 200 MW capaz de producir según los estudios realizados 240 GWh anuales.

Además Acaray mantiene una producción media de 1.049 GWh a lo largo de todo el periodo.

- Sobre la **producción termoeléctrica**: a la actual generación termoeléctrica (alrededor de 500 MWh) se añade la entrada en funcionamiento de dos centrales de ciclo combinado. La primera, de 50 MW, comienza a funcionar en 2007, localizándose cerca de los yacimientos de gas, probablemente en Loma Plata. Su producción se dirigiría básicamente a abastecer las poblaciones y centros de actividad económica situados en el mismo entorno geográfico.

La posibilidad de funcionamiento de una segunda central de ciclo combinado de 750 MW situada cerca de Asunción dependerá de la confirmación de la expectativa de producción de gas y de la construcción de un gasoducto desde los yacimientos hasta la capital de Paraguay (alrededor de 500 km). En nuestro escenario se otorga una elevada probabilidad de que este hecho ocurra y se sitúa la entrada en funcionamiento de esta central al final del periodo 2013.

Se ha supuesto, por tanto, que la producción termoeléctrica evolucionará de la manera siguiente:

**Cuadro 10.- Evolución de la producción termoeléctrica (MWh)**

	Centrales existentes	Central 50 MW (1)	Central 750 MW (2)	TOTAL
<b>2007</b>	500	325.000	-	325.500
<b>2008</b>	500	350.000	-	350.500
<b>2009</b>	500	350.000	-	350.500
<b>2010</b>	500	350.000	-	350.500
<b>2011</b>	500	350.000	-	350.500
<b>2012</b>	500	350.000	-	350.500
<b>2013</b>	500	350.000	1.200.000	1.550.500

(1) Horas de funcionamiento durante el primer año: 6.500; segundo año: 7.000.

(2) Entrada en funcionamiento durante el último trimestre de 2013.

- Sobre la producción de electricidad a partir de **energías renovables**: en este caso se han utilizado las siguientes hipótesis:
  - **Biomasa**: puesta en funcionamiento de sistemas de producción de electricidad a partir de 2008: 10 MW en 2008; 5 MW en 2010; 5 MW en 2013; es decir, en 2013 Paraguay contaría con 20 MW instalados.
  - **Eólica**: Instalaciones de 15 MW en 2008, que se ampliarían hasta alcanzar, en 2013, una potencia instalada de 45 MW en 2013.
  - **Minihidráulica**: Puesta en funcionamiento, a partir de 2008, de pequeñas centrales con el objetivo de alcanzar en 2013 una potencia instalada de 15 MW.
  - **Solar fotovoltaica**: Dado el alto coste del kW instalado y el estado de la tecnología se plantea la puesta en marcha de pequeñas instalaciones que alcanzarían, en 2013, una potencia instalada de 40 kWp.

En todos los casos de energías renovables hemos supuesto que, previamente a la puesta en funcionamiento de sistemas de producción de electricidad. Paraguay debe llevar a cabo un estudio del potencial de las energías renovables. De aquí que se plantee 2008 como el año de entrada en funcionamiento de los primeros sistemas de producción de electricidad a partir de energías renovables.

Para el cálculo de la producción se han manejado las siguientes hipótesis (horas de funcionamiento al año):

- Biomasa 7.500 horas (rendimiento del 30%)
- Eólica 2.400 horas
- Solar fotovoltaica 1.500 horas
- Minihidráulica 4.500 horas

- Sobre la **producción de biomasa**: al consumo de biomasa estimado en los escenarios de demanda se añade el consumo correspondiente en procesos de transformación (producción de electricidad) a partir de 2008. Estimada la producción de electricidad y conociendo el rendimiento de un 30% de un sistema de producción de electricidad con biomasa, se estima el consumo siguiente de esta energía.

**Cuadro 11.- Evolución de la producción termoeléctrica (MWh)**

2008	2009	2010	2011	2012	2013
94.500	94.500	141.750	141.750	141.750	189.000

A los consumos en transformación se suman los correspondientes a

consumo final para estimar **la producción total de biomasa**.

La **producción total de energía primaria** alcanza una cifra máxima de 8,5 millones de tep en el escenario tendencial (E1), mientras que el estimado en el escenario central (E2) es de 8 millones de tep.

**Cuadro 12.- Porcentaje de participación de las fuentes de producción de energía primaria (%)**

	2003 (1)	2013 (1)
Hidrocarburos	----	9,9
Hidráulica	66,6	63,4
O. Renovables	----	0,2
Biomasa	33,4	26,5
(1) Escenario central (E2)		

**Cuadro 13.- Proyecciones sobre la producción de electricidad (GWh)**

	<b>2003</b>	<b>2008</b>	<b>2013</b>
Itaipú	44.575,5	47.500	47.500
Yacretá	6.016	9.256,5	9.841
Acaray	1.049,4	1.049,4	1.049,4
Aña Cuá	--	895	957
Yguazú	--	190	240
Térmicas	0,5	350,5	1.550,5
<b>Total "clásicas"</b>	<b>51.641,4</b>	<b>59.241,4</b>	<b>61.137,9</b>
Biomasa	--	75	150
Eólica	--	36	108
Solar Fotovoltaica	--	(1)	(2)
Minihidráulica	--	22,5	67,5
<b>Total otras renovables</b>	<b>--</b>	<b>133,5</b>	<b>325,6</b>
<b>Total</b>	<b>51.641,4</b>	<b>59.374,9</b>	<b>61.463,5</b>

(1) 0,030GWh.

(2) 0,060 GWh.

**Cuadro 14.- Evolución esperada de la producción de energía primaria (miles de tep)**

	Petróleo	Gas natural	Hidráulica	O. Renovables	Biomasa			Total		
					E1	E2	E3	E1	E2	E3
<b>2003</b>	---	---	4.441	---	2.270	2.225	2.225	6.711	6.666	6.666
<b>2004</b>	---	---	4.345	---	2.289	2.197	2.197	6.634	6.542	6.542
<b>2005</b>	---	---	4.732	---	2.299	2.169	2.185	7.031	6.901	6.916
<b>2006</b>	---	---	4.732	---	2.310	2.144	2.172	7.042	6.875	6.904
<b>2007</b>	---	50	4.828	---	2.321	2.118	2.161	7.199	6.996	7.039
<b>2008</b>	50	50	5.065	5	2.427	2.187	2.244	7.597	7.357	7.413
<b>2009</b>	50	100	5.125	5	2.439	2.161	2.238	7.718	7.441	7.517
<b>2010</b>	100	100	5.125	10	2.498	2.179	2.280	7.832	7.514	7.615
<b>2011</b>	100	200	5.125	10	2.509	2.150	2.276	7.944	7.584	7.710
<b>2012</b>	200	200	5.125	10	2.521	2.120	2.272	8.056	7.654	7.807
<b>2013</b>	400	400	5.125	15	2.581	2.137	2.316	8.521	8.076	8.256

### VIII.3.5. PROYECCIONES DEL BALANCE ENERGÉTICO DEL PARAGUAY

Entre los principales resultados obtenidos caben resaltar:

- El **grado de autoabastecimiento energético** del país se mantiene por encima de la unidad. En 2002, el valor de este ratio fue de 1,69, mientras que en 2013 (escenario central) su valor es de 1,50. Como es sabido, este “excedente” energético es propiciado principalmente por la energía hidráulica, pues ésta supone algo más del 63% de la producción de energía primaria. También hay que destacar la aportación del petróleo a las exportaciones energéticas, con una cantidad estimada de 400 mil tep.
- La **incorporación de los hidrocarburos** en la producción de energía primaria. El gas natural penetra en el balance energético del Paraguay como un recurso energético autóctono y es utilizado, en una primera fase, en los procesos de transformación energética, en concreto para la producción de electricidad. Por otro lado, la producción de petróleo, al menos en este horizonte temporal, se dirige a la exportación. En definitiva, la incorporación de ambos recursos energéticos al balance energético del Paraguay tiene dos efectos positivos fundamentales: disminuye la dependencia externa de los hidrocarburos y diversifica las opciones energética otorgando, por tanto, mayor seguridad al sistema energético. Además, el ahorro/entrada de divisas por la venta de petróleo supondrá una inyección de recursos financieros para la economía del país.
- Al final del periodo, las **energías renovables** (eólica, solar fotovoltaica y minihidráulica) aparecen, aunque aún de manera “simbólica”, en la producción de energía primaria (también en la producción de electricidad)
- Con el cierre previsible de la refinería de Villa Elisa, el Paraguay pasa a depender totalmente del exterior en lo que respecta al consumo de **productos petrolíferos**, aunque si las expectativas de producción de petróleo se cumplen podría plantearse la construcción de una nueva refinería o la recuperación/modernización de Villa Elisa para la utilización del petróleo autóctono, por lo que dicha dependencia se reduciría de manera significativa. Esta opción también otorgaría al Paraguay una mayor seguridad y abrigo ante las oscilaciones imprevisibles del mercado mundial del petróleo.
- Paraguay cuenta con un importante **excedente eléctrico** que le otorga independencia eléctrica y tranquilidad durante todos los años (y muchos más) del periodo considerado. Este excedente se incrementa notablemente a lo largo del periodo conforme entran en funcionamiento las dos centrales de ciclo combinado previstas en 2007 (50 MW) y 2013 (750 MW), y aumenta la producción de origen hidráulico (incremento de la cota de Yacyretá, Aña Cuá, Iguazú).
- Paraguay tiene ante sí **un largo período de tiempo** para consolidar su **sector eléctrico** y hacer de esta energía la **protagonista** y, junto con el gas y los GLP, poder sustituir otras energías (en especial la biomasa en

consumo final) y hacer frente a **nuevas actividades económicas**.

- Con las hipótesis manejadas en la elaboración de los escenarios se observa que el sistema energético del Paraguay tiende hacia los valores medios registrados en MERCOSUR en 2001-2002. Utilizando los resultados del escenario central, esta **convergencia** se aprecia principalmente en los cambios de la estructura de la demanda energética en la industria y en el sector residencial-comercial hacia una mayor presencia de la electricidad y de los GLP en detrimento de la biomasa. También los consumos per capita de electricidad y de biomasa se acercan a los valores de MERCOSUR.
- El **transporte** es el gran impulsor del consumo de productos petrolíferos (básicamente gasoil y gasolina) y del consumo final de energía. La mayor actividad prevista (aumento del PIB) explica el avance, principalmente del consumo de gasoil, en transporte.

**Cuadro 15.- Evolución sectorial del consumo final de energía 2002-2013. Escenario Central (E2) (miles de tep)**

	2002	2013	% var. 13/02
<b>Industria</b>	1.154	1.399	21,2
<b>Trasporte</b>	1.070	2.151	101,0
<b>Residencial-Comercial</b>	1.345	1.678	24,8
<b>CFE (1)</b>	3.660	5.385	47,1

(1) Consumo final de Energía; incluye la partida "otros".

FUENTE: IEA, Viceministro de Energía y Minas y elaboración propia.

**Cuadro 16.- Estructura de la demanda energética. Escenario Central (E2) (%)**

Año	Petróleo		Biomasa		Electricidad		TOTAL	
	2002	2013	2002	2013	2002	2013	2002	2013
<b>Industria</b>	6,8	10,8	86,7	69,6	6,5	19,6	100,0	100,0
<b>R-C (1)</b>	6,0	9,6	71,4	52,3	22,6	38,1	100,0	100,0

(1)Residencial-Comercial.

FUENTE: IEA, Viceministro de Energía y Minas y elaboración propia.

### BALANCE ENERGÉTICO DEL PARAGUAY EN 2002 (1)

(miles de tep)

	Petróleo	P. Petrolif.	Hidráulica	Biomasa	O. Renovables	Electricidad	TOTAL	(%)
<b>Producción</b>	--	--	4.145	2.044	--	--	6.189	
<b>Importación</b>	100	1.188	--	--	--	--	1.288	
<b>Exportación</b>	--	--	--	--	--	-3.592	-3.592	
<b>CBEP</b>	100	1.188	4.145	2.044	--	-3.592	3.885	
<b>C. Eléctricas</b>	--	-6	-4.145	-44	--	4.146	-49	
<b>Refinería</b>	-100	98	--	--	--	--	-2	
<b>Otros (2)</b>	--	--	--	--	--	-174	-174	
<b>CFE</b>	--	1.280	--	2.000	--	380	3.660	100
<b>Industria</b>	--	78	--	1.000	--	76	1.154	31,5
<b>Transporte</b>	--	1.070	--	--	--	--	1.070	29,2
<b>R-C (3)</b>	--	81	--	960	--	304	1.345	36,7
<b>Otros</b>	--	51	--	40	--	--	91	2,6

(1) Cifras provisionales estimadas en base a información del Viceministerio de Minas y Energía y de Petropar.

(2) Incluye autoconsumos y pérdidas transporte y distribución.

(3) Residencial-Comercial.

**BALANCE ENERGÉTICO DEL PARAGUAY EN 2008. ESCENARIO CENTRAL (E2)**

(miles de tep)

	Petróleo (1)	P. Petrolif.	Gas	Hidráulica	Biomasa	O. Renovables	Electricidad	TOTAL	(%)
<b>Producción</b>	50	--	50	5.065	2.188	5	--	7.358	
<b>Importación</b>	--	1.802	--	--	--	--	--	1.802	
<b>Exportación</b>	-50	--	--	--	--	--	-4.258	-4.308	
<b>CBEP</b>		1.802	50	5.065	2.188	5	-4.258	4.852	
<b>C. Eléctricas</b>	--	-6	-50	-5.065	-95	-5	5.092	-129	
<b>Refinería</b>	--	--	--	--	--	--	--	--	
<b>Otros (2)</b>	--	--	--	--	--	--	-195	-195	
<b>CFE</b>	--	1.796	--	--	2.093	--	639	4.528	100
<b>Industria</b>	--	119	--	--	1.047	--	160	1.326	29,3
<b>Trasporte</b>	--	1.506	--	--	--	--	--	1.506	33,2
<b>R-C (3)</b>	--	123	--	--	1.005	--	479	1.607	35,5
<b>Otros</b>	--	48	--	--	41	--	--	89	2,0

(1) Se ha supuesto el cierre de la refinería a partir de 2005

(2) Incluye autoconsumos y pérdidas transporte y distribución. Estas últimas descienden hasta un nivel del 20% de la demanda disponible para el mercado.

(3) Residencial-comercial

**BALANCE ENERGÉTICO DEL PARAGUAY EN 2013. ESCENARIO CENTRAL (E2)**

(miles de tep)

	Petróleo (1)	P. Petrolif.	Gas	Hidráulica	Biomasa	O. Renovables	Electricidad	TOTAL	(%)
<b>Producción</b>	400	--	400	5.125	2.137	15		8.077	
<b>Importación</b>		2.529		--				2.529	
<b>Exportación</b>	-400	--		--			-4.151	-4.551	
<b>CBEP</b>		2.529	400	5.125	2.137	15	-4.151	6.055	
<b>C. Eléctricas</b>		-6	-400	-5.125	-189	-15	5.271	-464	
<b>Refinería</b>		--		--	--				
<b>Otros (2)</b>		--					-206	-206	
<b>CFE</b>		2.523			1.948		914	5.385	100
<b>Industria</b>		151			974		274	1.399	26,0
<b>Trasporte</b>		2.151						2.151	39,9
<b>R-C (3)</b>		161			877		640	1.678	31,2
<b>Otros</b>		60			97			157	2,9

(1) Se ha supuesto el cierre de la refinería a partir de 2005

(2) Incluye autoconsumos y pérdidas transporte y distribución. Estas últimas descienden hasta un nivel del 15% de la demanda disponible para el mercado

(3) Residencial-comercial

## **VIII.4. PERSPECTIVAS DE FUTURO DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Actualmente la única institución que realiza planeamiento de manera sostenida es la ANDE, por cuanto el Art. 5º de la Ley N° 966/64, (Ley de creación de la ANDE y que establece su Carta Orgánica) establece la obligación que tiene la empresa de presentar su programa de obras al Poder Ejecutivo, con actualización de por lo menos 5 años. Dicho programa de obras es denominado "Plan Maestro del Sistema Interconectado Nacional" que contempla el comportamiento del sistema eléctrico en condiciones normales y de emergencia, así como las obras que serán implantadas en periodos quinquenales.

Este Plan toma en cuenta los siguientes puntos:

- Definición del "Cronograma de Obras" necesario para el mantenimiento del servicio en condiciones deseables, tal como lo establecen los criterios y estudio normalmente adoptados en planificación, en coordinación con las dependencias involucradas de la ANDE.
- Ajustes en los estudios y análisis eléctricos del Plan Maestro del ciclo anterior.

### **VIII.4.1. GENERACIÓN**

Para el análisis de una situación futura es necesario tener en cuenta las perspectivas de la Entidad Binacional Itaipú, de la Entidad Binacional Yacyretá y de la ANDE. Además se pueden plantear nuevos escenarios que posibiliten un desarrollo en materia de generación que no sería previsible dentro del prisma actual. Tal es el caso de la entrada del gas natural así como de las energías renovables.

#### **VIII.4.1.1. Las Centrales Binacionales**

La C.H. Itaipú tiene previsto aumentar su potencia instalada con la puesta en marcha de dos nuevas unidades de 700 MW. Para el 2005 habrán finalizado las obras y la central habrá aumentado su potencia instalada a 14.000 MW. Las perspectivas de producción anuales crecerán a 95.000 GWh.

Según el Plan Estratégico de la Entidad Nacional de Yacyretá del año 2002,

desarrollado en el capítulo correspondiente a Yacyretá, se espera ir incrementando la potencia instalada según diferentes fases de elevación de la cota del embalse hasta alcanzar finalmente una producción de 19.682 GWh a partir del año 2009.

Dentro de las obras correspondientes al complejo Yacyretá, se ha previsto la construcción de una central complementaria denominada Central Hidroeléctrica del Brazo Aña Cuá. Su potencia será de 250 MW y se espera producir 1.914 GWh anuales. Se ha considerado que esta central podría estar en funcionamiento el año 2008.

#### **VIII.4.1.2. ANDE**

Según la información suministrada por la ANDE, las centrales que podrían ser construidas en un futuro son las siguientes:

- La C.H. Corpus, con una potencia instalada de 3.200 MW, se localizaría en el Subsistema Sur sobre el río Paraná.
- La C.H. Yguazú se localizaría en el Subsistema Este sobre el río Yguazú. Tendría una potencia instalada de 200 MW.

La definición y ejecución del primer proyecto no está aún clara y en cualquier caso no se espera que se produzca en los próximos diez años y por tanto no se ha considerado su aportación a la matriz energética para el periodo 2004-2013.

En cuanto a la C.H. Yguazú, su construcción está prevista para los próximos años, empezando a operar en el año 2008. Será una central de punta con 200 MW instalados. Según los estudios realizados producirá 240 GWh por año.

#### **VIII.4.1.3. Nuevas formas de generación en Paraguay**

Tal y como se ha indicado anteriormente, se ha previsto la incorporación del gas natural a la matriz energética como fuente para la generación eléctrica. Para ello se ha previsto la construcción en el periodo 2004-2013 de dos centrales de ciclo combinado. La primera, localizada en el Subsistema Norte u Oeste, probablemente en Estación Loma Plata, de 50 MW, y cuya producción se dirigiría básicamente a abastecer las poblaciones y centros de actividad económica cercanos. Esta central entraría en funcionamiento en 2007. La segunda, ubicada en el Subsistema Metropolitano, es decir, cercana a la capital, tendría una capacidad de 750 MW e iniciaría su producción en 2013.

Durante el periodo estudiado se ha previsto que Paraguay potencie el desarrollo de la generación eléctrica basada en fuentes de energía renovable. Durante el periodo 2004-2007 se llevarán a cabo estudios orientados a conocer más el potencial de Paraguay en cada una de las fuentes, al desarrollo de

normativa y legislación y a la elaboración de proyectos. Posteriormente se pondrán en marcha ciertas experiencias piloto en estas nuevas formas de generación.

#### VIII.4.1.4. Potencia instalada

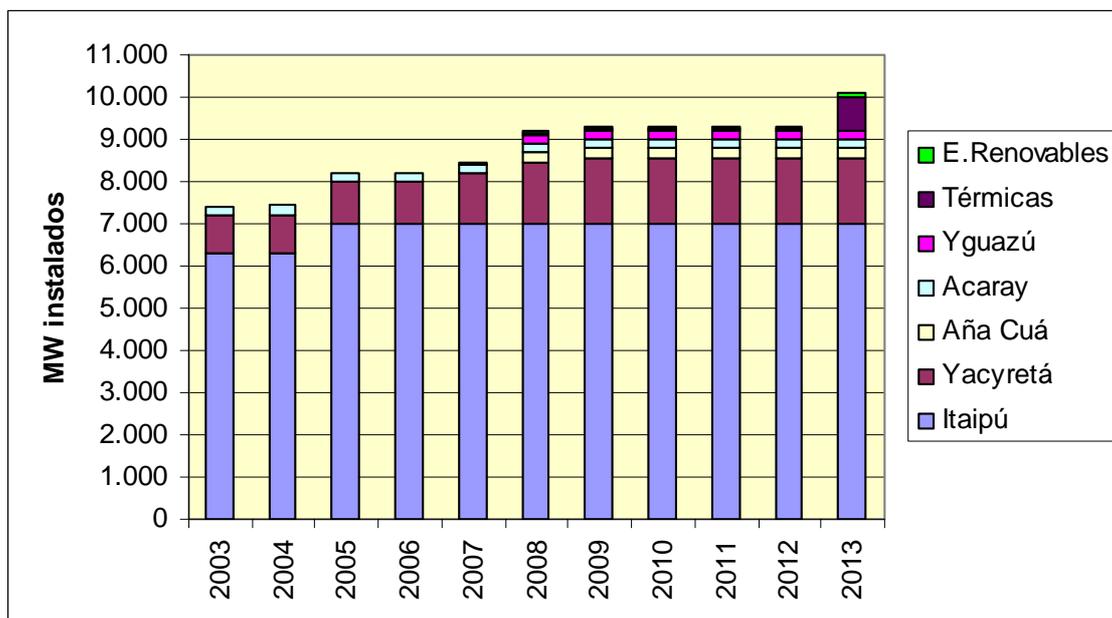
La puesta en servicio de los nuevos grupos de Itaipú, la elevación de la cota del embalse de Yacyretá, la creación de la central complementaria de Aña Cuá, la nueva central de punta de Yguazú, las dos centrales de ciclo combinado y las nuevas experiencias en generación mediante el empleo de energías renovables permitirán incrementar la oferta de energía eléctrica en el periodo 2004-2013 en un 22,2% alcanzándose la cifra de 10.000 MW, tal y como se indica a continuación:

**Cuadro 17.- Potencia instalada 2004-2013 (MW)**

año	Itaipú	Yacyretá	Aña Cuá	Acaray	Yguazú	Térmicas	SubTotal	ENERGÍAS RENOVABLES				SubTotal	Total
								Biomasa	Eólica	Solar fotovoltaica	Minihidráulica		
2003	6.300,0	900,0		210,0		6,1	7.416,1						7.416,1
2004	6.300,0	919,4		210,0		6,1	7.435,5						7.435,5
2005	7.000,0	995,8		210,0		6,1	8.211,9						8.211,9
2006	7.000,0	995,8		210,0		6,1	8.211,9						8.211,9
2007	7.000,0	1.176,7		210,0		56,1	8.442,8						8.442,8
2008	7.000,0	1.445,7	233,8	210,0	200,0	56,1	9.145,6	10,0	15,0	0,020	5,0	30,0	9.175,6
2009	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	9.256,1	10,0	15,0	0,020	5,0	30,0	9.286,1
2010	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	9.256,1	15,0	30,0	0,040	10,0	55,0	9.311,1
2011	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	9.256,1	15,0	30,0	0,040	10,0	55,0	9.311,1
2012	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	9.256,1	15,0	30,0	0,040	10,0	55,0	9.311,1
2013	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	806,1	10.006,1	20,0	45,0	0,040	15,0	80,0	10.086,1

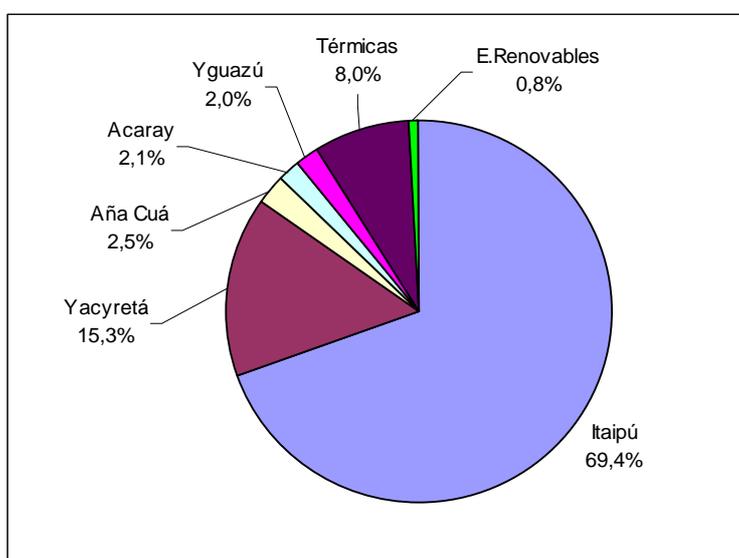
FUENTE: Itaipú, Yacyretá y elaboración propia.

**Gráfico 1.- Potencia instalada 2003-2013 (MW)**



El mix de generación que se espera en 2013 se indica en la siguiente gráfica. El peso de Itaipú disminuye en el 2013 respecto del 2003 desde un 85,0% a un 69,4% debido al aumento considerable en la potencia instalada en Yacyretá, que aumenta de un 12,1% a un 17,8% (incluyendo la central complementaria de Aña Cuá), a la nueva central de punta de Yguazú y a las centrales de ciclo combinado previstas. Además, las energías renovables (minihidráulica, eólica, biomasa, fotovoltaica) representarían un 1% del total de la potencia instalada al final del periodo 2004-2013.

**Gráfico 2.- Origen de la potencia instalada en 2013 (%)**



### VIII.4.1.5. Producción de electricidad

La producción eléctrica en el periodo 2004-2013 muestra, en general, una tendencia creciente. En el primer intervalo (2004-2007) se debe a la puesta en funcionamiento de los dos nuevos grupos de Itaipú en el 2005 y al aumento progresivo de la cota del embalse de Yacyretá. Posteriormente a este último hecho se une la puesta en marcha de la central de Yguazú y de la central de ciclo combinado de 50 MW alcanzándose los 60.000 GWh de producción en el año 2009. Posteriormente se observa un crecimiento moderado consecuencia de la implantación de las experiencias mediante energía renovable y, por último, en el año 2013 se incorpora la central de ciclo combinado de 750 MW superándose los 61.000 GWh de producción anual.

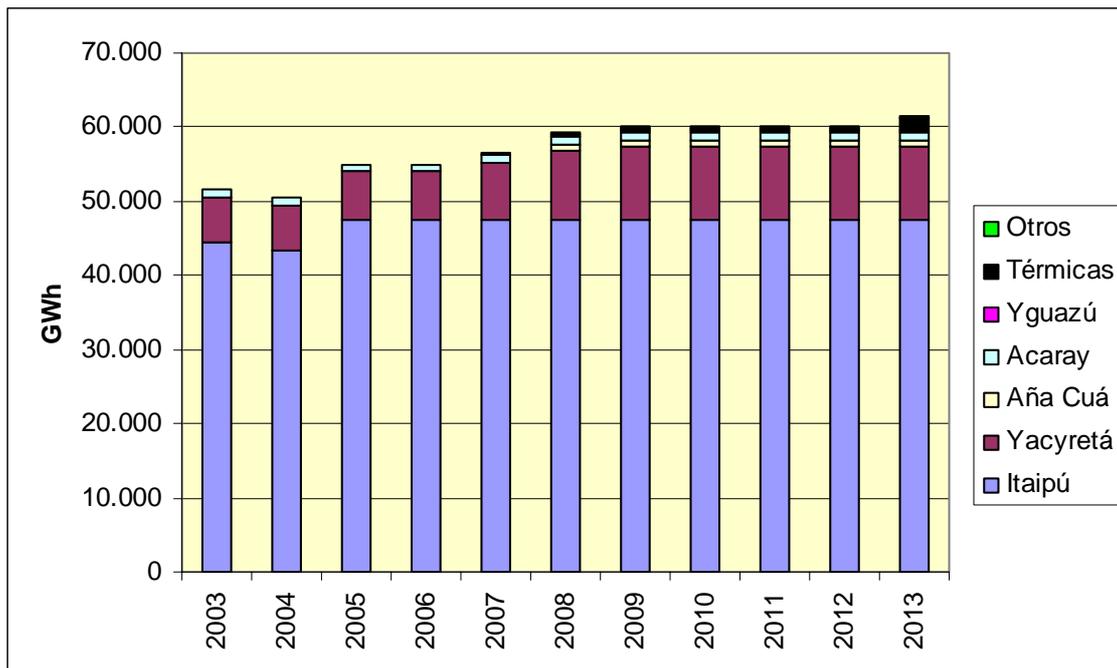
**Cuadro 18.- Producción de electricidad 2003-2013 (GWh)**

Año	Itaipú	Yacyretá	Aña Cuá	Acaray	Yguazú	Térmicas	Biomasa	Eólica	Solar fotovoltaica	Minihidráulica	Total
2003	44.575,5	6.016,0		1.049,4		0,5					51.641,4
2004	43.480,2	5.995,5		1.049,4		0,5					50.525,6
2005	47.500,0	6.468,5		1.049,4		0,5					55.018,4
2006	47.500,0	6.468,5		1.049,4		0,5					55.018,4
2007	47.500,0	7.589,5		1.049,4		325,5					56.464,4
2008	47.500,0	9.256,5	895,0	1.049,4	190,0	350,5	75,0	36,0	0,0	22,5	59.374,9
2009	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	75,0	36,0	0,0	22,5	60.071,4
2010	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	112,5	72,0	0,1	45,0	60.167,5
2011	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	112,5	72,0	0,1	45,0	60.167,5
2012	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	112,5	72,0	0,1	45,0	60.167,5
2013	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	1550,5	150,0	108,0	0,1	67,5	61.463,5

FUENTE: Itaipú, Yacyretá y elaboración propia.

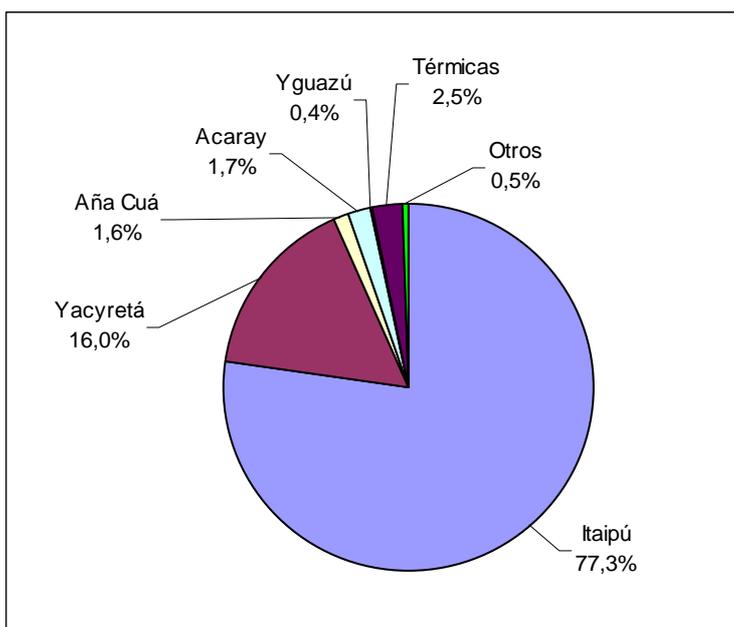
Si se representa la tendencia de la producción se observa el crecimiento de un 21,6% en el periodo 2004-2013.

**Gráfico 3.- Producción anual de electricidad 2003-2013 (GWh)**



Al igual que con la potencia instalada, el peso de Itaipú en 2013, de 77,3%, disminuye respecto al de 2003 que es de un 86,3%. Por otro lado, la aportación relativa del complejo Yacyretá – Aña Cuá aumenta a un total de un 17,6% desde un 11,6%. La aportación de Acaray, que se mantiene constante en valores absolutos, disminuye en términos relativos a un 1,7%. Destaca la generación térmica que crece de valores no significativos a un 2,5% debido a los ciclos combinados. Por último, la aportación tanto de Yguazú como de las energías renovables es de un 0,4 y 0,5% respectivamente.

**Gráfico 4.- Producción de energía eléctrica en 2013 (%)**



## VIII.4.2. TRANSPORTE

La ANDE es la única Compañía que realiza la actividad de transporte. De cara a prever la demanda realiza unas previsiones basadas en los factores de crecimiento del escenario recomendado por los estudios de mercado. El desarrollo de infraestructuras capaces de soportar las perspectivas de consumo halladas queda recogido dentro de su Plan Maestro de Transmisión a Corto y Mediano Plazo.

### VIII.4.2.1. Operación de la red conjunta y separada

Actualmente, el SIN opera en dos subsistemas separados. En este sentido la ANDE maneja dos alternativas de operación:

En la primera alternativa, el S.I.N. estaría operando en dos subsistemas separados en las subestaciones Acaray y Guarambaré. Estos serían:

- Subsistema 1: Los subsistemas Central, Norte, Oeste y parte del subsistema Este y la mayor parte del subsistema Metropolitano, alimentados por la central hidroeléctrica de Itaipú y operando en paralelo con el sistema Brasileño. Una de las ternas de la LT 220kV Guarambaré – San Patricio operando como compensación reactiva.

- Subsistema 2: El subsistema Sur y parte de los subsistemas Este y Metropolitano (este último a través de una de las ternas de la LT 220 kV Guarambaré – San Patricio) alimentados por las centrales hidroeléctricas de Yacyretá y Acaray (cuatro generadores), y operando en paralelo con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En la segunda alternativa la operación sería totalmente interconectada estando el S.I.N. alimentado por las centrales hidroeléctricas de Acaray, Itaipú e Yacyretá. Esta última tendría tres máquinas aisladas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y en paralelo con el S.I.N. a partir del año 2005, cuatro máquinas a partir del año 2009 y cinco máquinas a partir del año 2010.

Parece ser, según los estudios efectuados por la ANDE<sup>9</sup>, que la operación actual, dividida en dos subsistemas no otorgaría la flexibilidad y confiabilidad necesaria a la operación a partir del año 2005. Por tanto, si lo que se desea es tener un sistema eléctrico dotado de un mínimo de calidad que permita impulsar un desarrollo económico y próspero del país y que revierta la actual situación se hace irremediable alcanzar una solución en un futuro muy cercano.

#### **VIII.4.2.2. Líneas de transmisión**

En el siguiente cuadro se muestra la longitud total de las líneas así como las previsiones realizadas por la ANDE para los próximos años en su construcción y rehabilitación. La distancia en el año 2003 de las líneas de 220 kV era de 3.340 km mientras que las líneas de 66 kV existentes en dicha año sumaban un total de 1.165 km. La ampliación prevista hasta el año 2012 es de un 4,9% para las líneas de 220 kV y de un 13,0% para las de 66 kV.

---

<sup>9</sup> La ANDE en su Plan Maestro de Transmisión de Corto Plazo dice: "Para el año 2005, los escenarios de operación serían (Configuración del SIN del año 2005 – Demanda Punta del año 2006). Se consideraron inicialmente las dos alternativas anteriores, previéndose el caso de que no se consiga aún anillar todo el S.I.N. ante la indefinición de la posibilidad de separación de máquinas de la Central Hidroeléctrica de Yacyreta del SADI, para operar en paralelo con todo el S.I.N. .Pero la conclusión que se llega desde la óptica de planificación es que con la operación del S.I.N. en dos subsistemas separados como el mencionado anteriormente se torna imposible la operación del sistema ante la presencia de una contingencia simple (criterio n-1). Razón por la cual se considera ya en el año 2005 la operación totalmente interconectada del S.I.N. en un único sistema en paralelo con las centrales hidroeléctricas de Acaray, Itaipú e Yacyretá, esta última con dos máquinas aisladas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)."

**Cuadro 19.- Longitud de las líneas y previsiones realizadas por la ANDE. 2004-2013 (km)**

	Existente 2002	Aumento previsto											Existente 2013		
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		Total	
<b>Líneas 500 kV</b>															
Construcción			16												16
Rehabilitación															
<b>Líneas 220 kV</b>	3.203														3.443
Construcción				190	50									240	
Rehabilitación															
<b>Líneas 66 kV</b>	1.209														1.385
Construcción				96	55		10	15						176	
Rehabilitación			31	4											35

#### VIII.4.2.3. Subestaciones

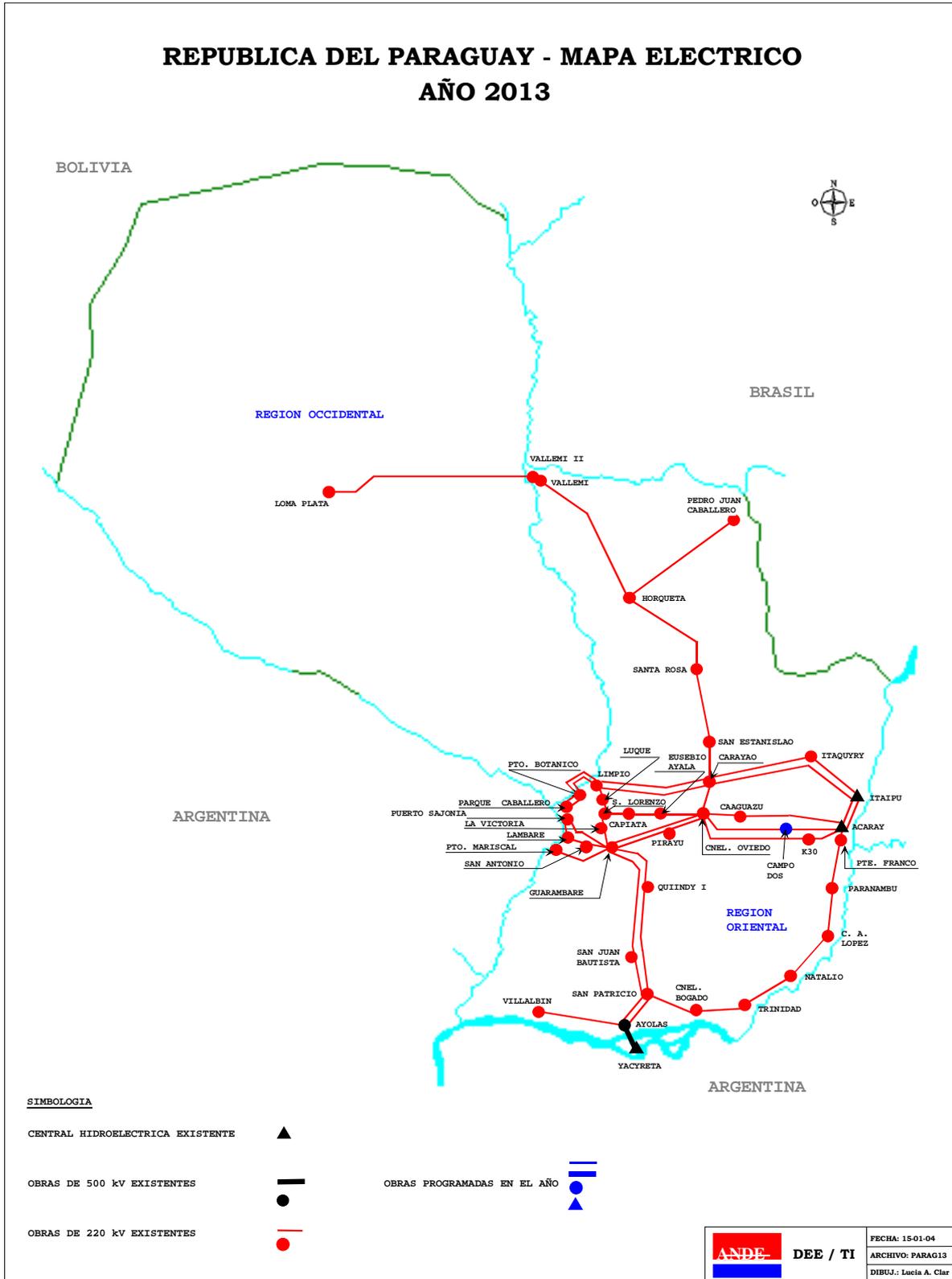
Según los datos proporcionados por la ANDE, en 2003 existían un total de 60 subestaciones con una potencia total de transformación de 5.221 MVA. Al final del periodo 2013, está previsto un crecimiento del 18,0% en número de subestaciones y un 39% en capacidad de transformación. La previsión para los próximos años es la siguiente:

**Cuadro 20.- Previsiones de transformadores y subestaciones 2002 - 2013**

	Existente 2002	Aumento previsto											Existente 2013	
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		Total
Transformadores (MVA)	5.221		174	1.122	138	77	140	70	310	10	22		2.063	7.283
Subestaciones (nº)	60			8	1		1		1				11	71

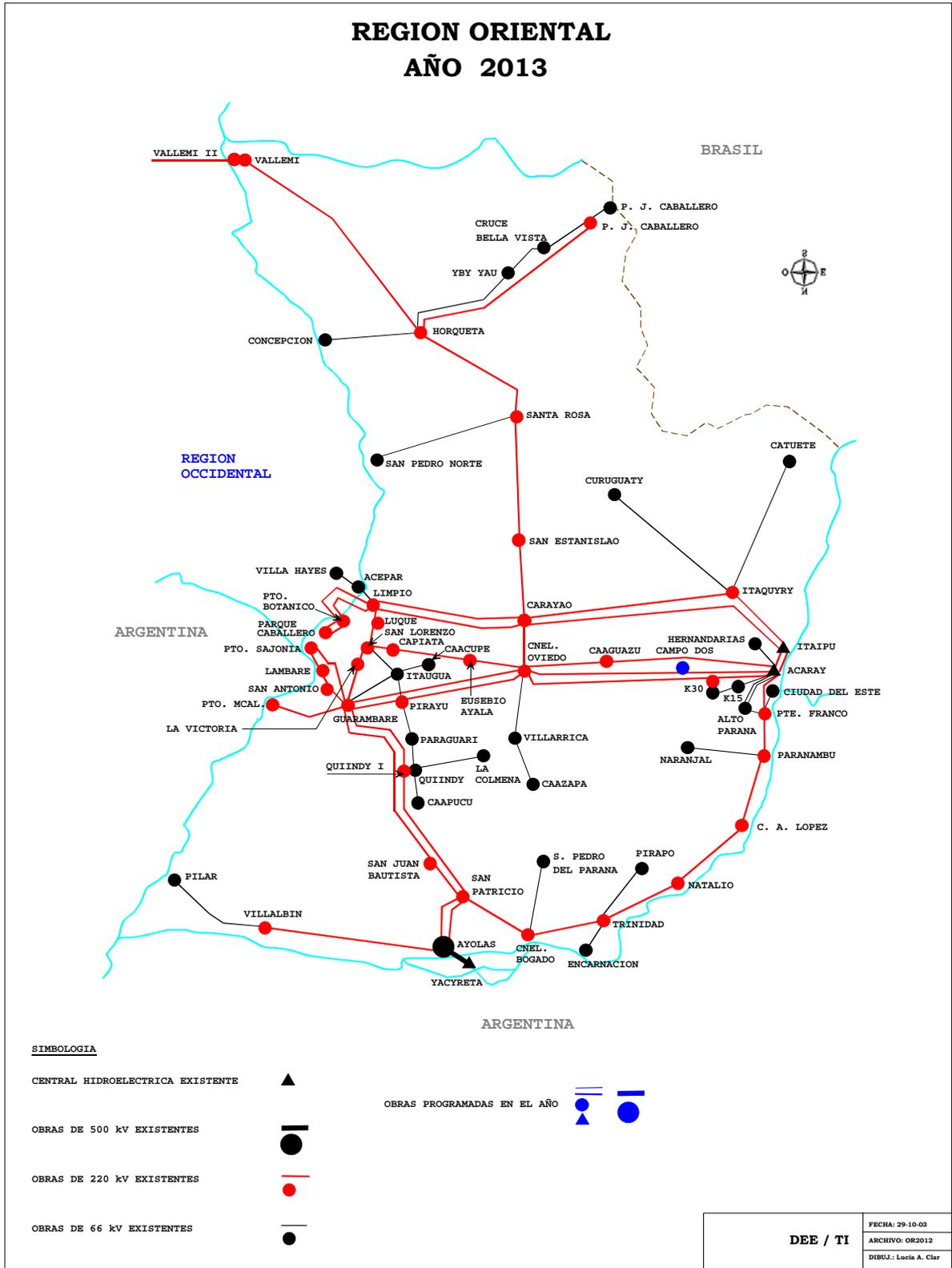
FUENTE: ANDE.

En los siguientes mapas se observa el recorrido de las líneas de transporte y la ubicación de las subestaciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) prevista para el 2013.



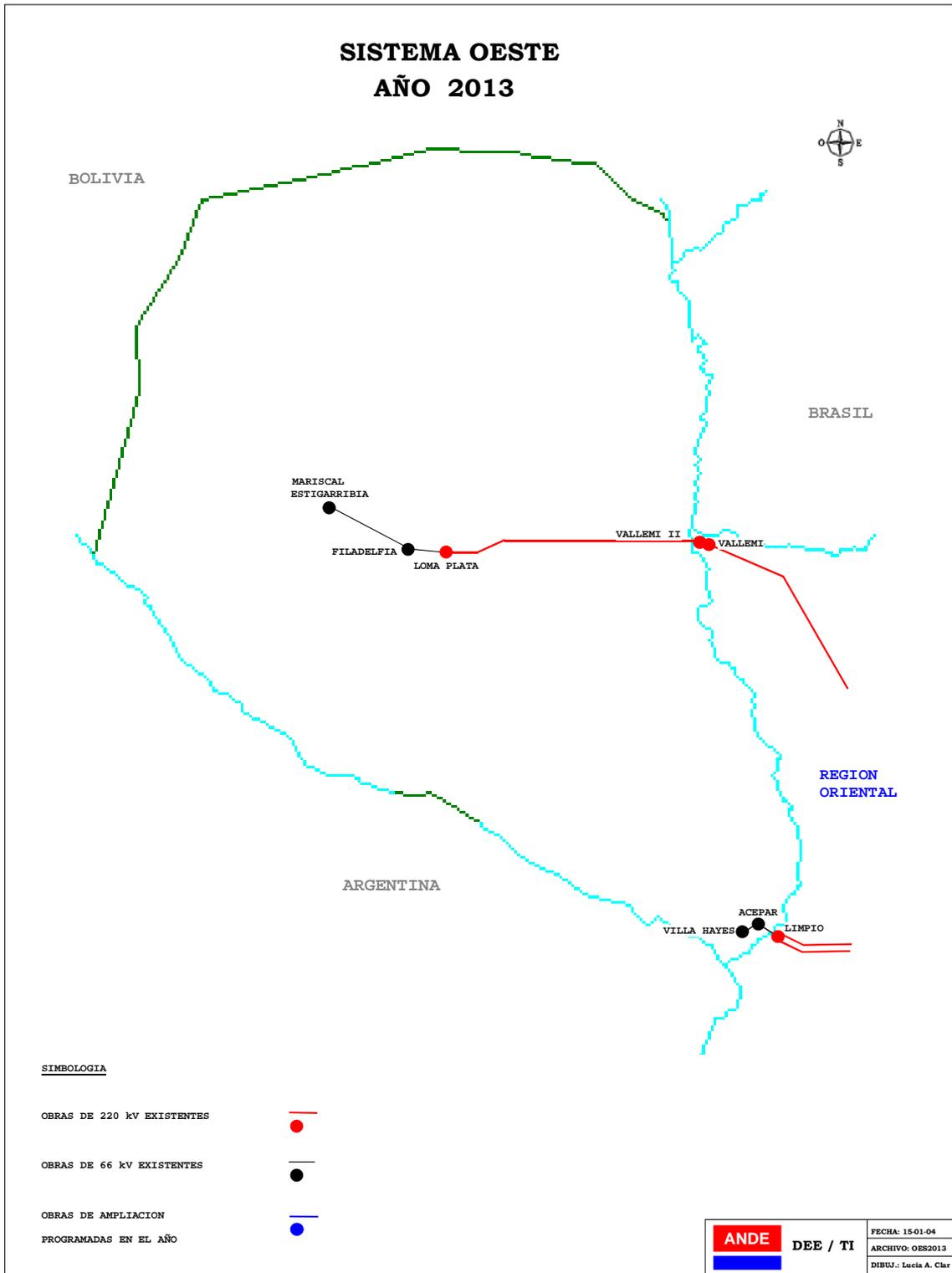
Plan Maestro de Transmisión de Mediano Plazo

A.3-5



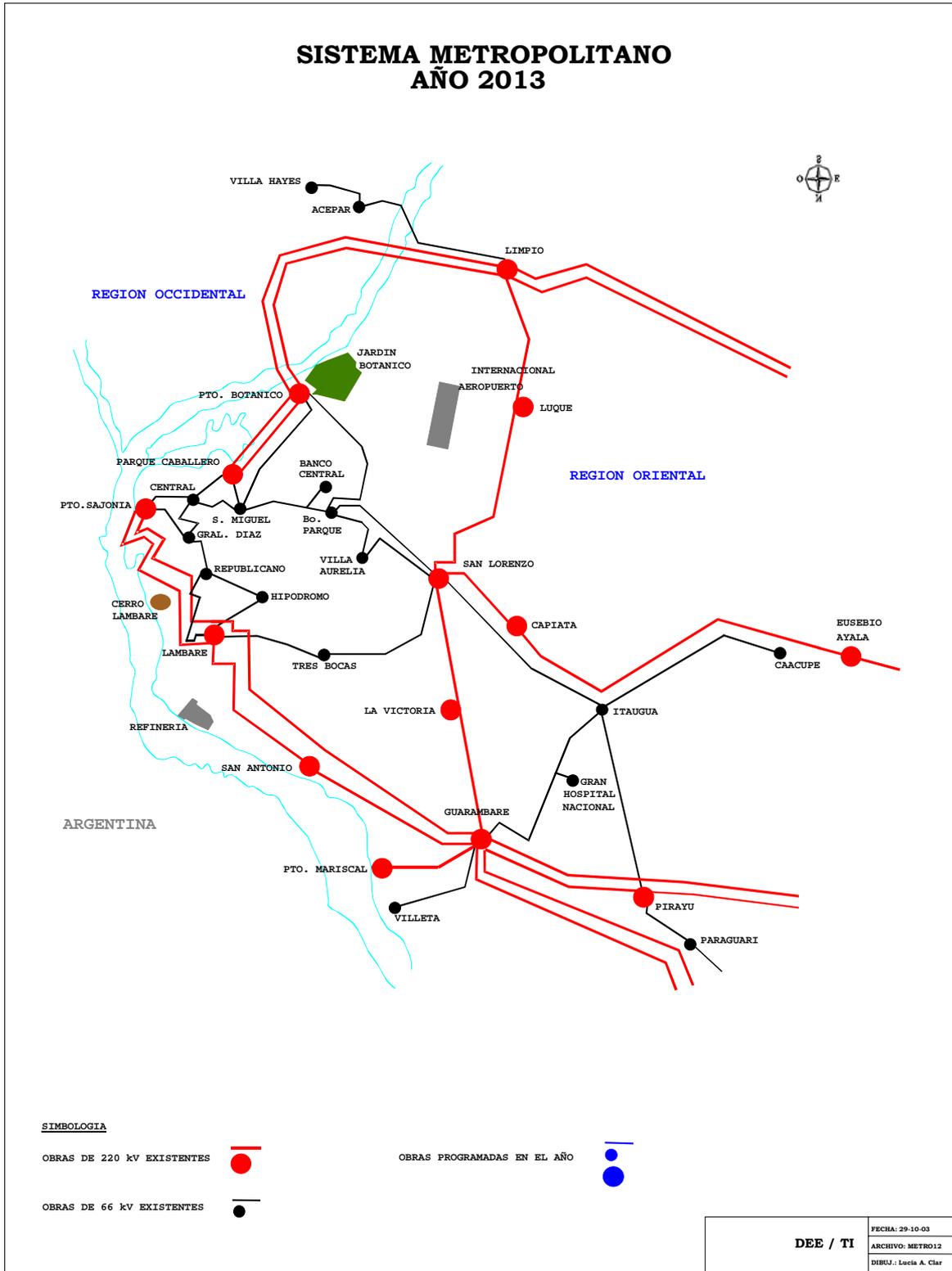
Plan Maestro de Transmisión de Mediano Plazo

A.3-10



Plan Maestro de Transmisión de Mediano Plazo

A.3-20



Plan Maestro de Transmisión de Mediano Plazo

A.3-15

### **VIII.4.3. DISTRIBUCIÓN**

Dentro del Plan de Distribución de la ANDE se contemplan las operaciones necesarias para la adecuación, aumento de la capacidad y extensión de las redes además de las obras para mejorar las condiciones de operación.

Dentro de este Plan de Distribución cabe destacar que la ANDE ha previsto un Programa de Recuperación de Obras de Distribución, orientado a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas construidas por el Programa de Autoayuda y el Programa Ordinario, en especial en redes de distribución en las zonas rurales del país, que se encuentran en condiciones técnicas deficientes.

### **VIII.4.4. DEMANDA**

Dentro de la elaboración de este Plan Estratégico se han realizado un análisis orientado al conocimiento de las necesidades futuras de energía. En este camino se han establecido tres escenarios basados en las diferentes posibilidades de crecimiento de Paraguay para la próxima década.

El primero sería el Escenario Tendencial, el segundo sería el Escenario Central o Deseable y el último sería el Escenario “voluntarista” u Óptimo Deseable. Se trabaja en este apartado con el escenario tendencial que es el que se adapta mejor al elaborado por la ANDE.

El desarrollo futuro del país está muy íntimamente ligado con las necesidades de energía y en particular de electricidad y por tanto no sería deseable para tales intereses la falta de capacidad para suministrar el consumo demandado.

Es por ello por lo que se ha tenido muy en cuenta las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de potencia que la ANDE realiza y utiliza para sus planes de desarrollo de infraestructuras que, en cualquier caso, deberán ser acordes con los resultados anteriores. Es decir, se trata de que haya un desarrollo de infraestructuras capaz de satisfacer las necesidades futuras de energía eléctrica y que no limite e impida y, en definitiva, ralentice un hipotético incremento en la demanda como consecuencia de un incremento en la economía del país.

#### VIII.4.4.1. Proyecciones de demanda de energía eléctrica

##### Proyección de la ANDE

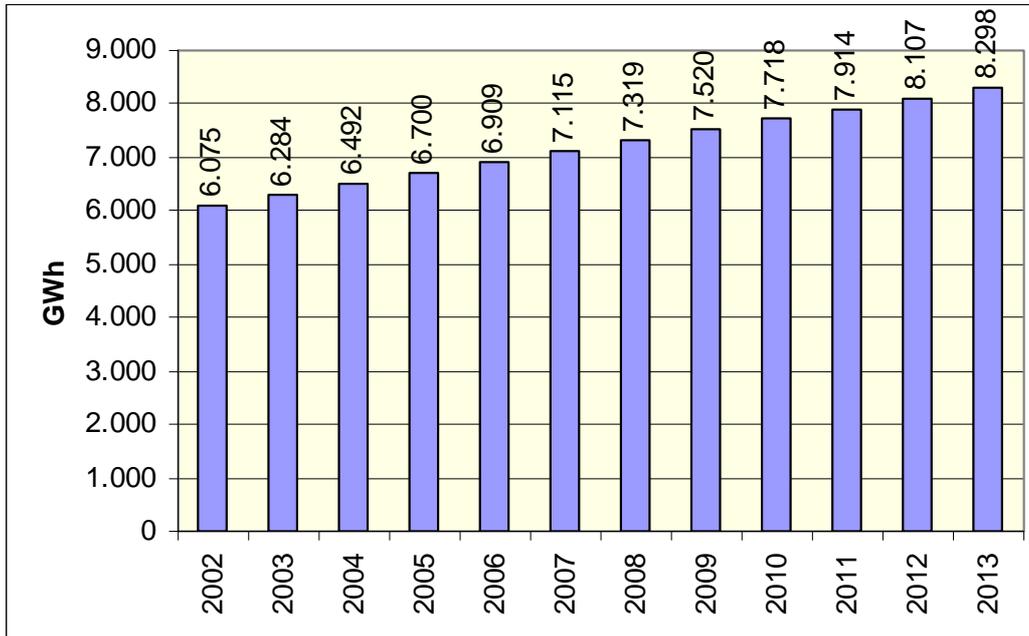
Las proyecciones de demanda de energía eléctrica para el SIN realizadas por la ANDE y presentadas en sus Planes Maestros de Transmisión tanto a corto como a medio plazo se presentan a continuación. Ocupan el periodo 2003-2012 y parten del dato conocido de 2002. Con el fin de ocupar el periodo 2004-2013, objeto de nuestro estudio, se ha continuado la serie para el último año con la tendencia seguida por la ANDE.

**Cuadro 21.- Consumo de energía eléctrica según la ANDE en 2002-2013 (GWh)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Metropolitano	3.446	3.539	3.635	3.731	3.847	3.962	4.077	4.191	4.304	4.417	4.529	4.640
Central	467	484	501	518	538	558	578	597	617	636	656	675
Sur	456	472	488	504	523	542	560	579	597	616	634	653
Norte	192	198	205	211	219	226	234	241	249	256	263	271
Este	946	983	1.020	1.058	1.101	1.145	1.187	1.230	1.272	1.314	1.356	1.397
Oeste	60	66	71	77	82	88	94	100	106	113	119	125
<b>Total consumo (1)</b>	<b>5.567</b>	<b>5.741</b>	<b>5.920</b>	<b>6.099</b>	<b>6.310</b>	<b>6.521</b>	<b>6.730</b>	<b>6.939</b>	<b>7.146</b>	<b>7.352</b>	<b>7.556</b>	<b>7.760</b>
Pérdidas Transmisión	508	543	572	601	599	594	589	581	573	563	551	538
<b>Total SIN</b>	<b>6.075</b>	<b>6.284</b>	<b>6.492</b>	<b>6.700</b>	<b>6.909</b>	<b>7.115</b>	<b>7.319</b>	<b>7.520</b>	<b>7.718</b>	<b>7.914</b>	<b>8.107</b>	<b>8.298</b>

(1) Incluye pérdidas en distribución.

**Gráfico 5.- Evolución del consumo de energía eléctrica según la ANDE (GWh)**

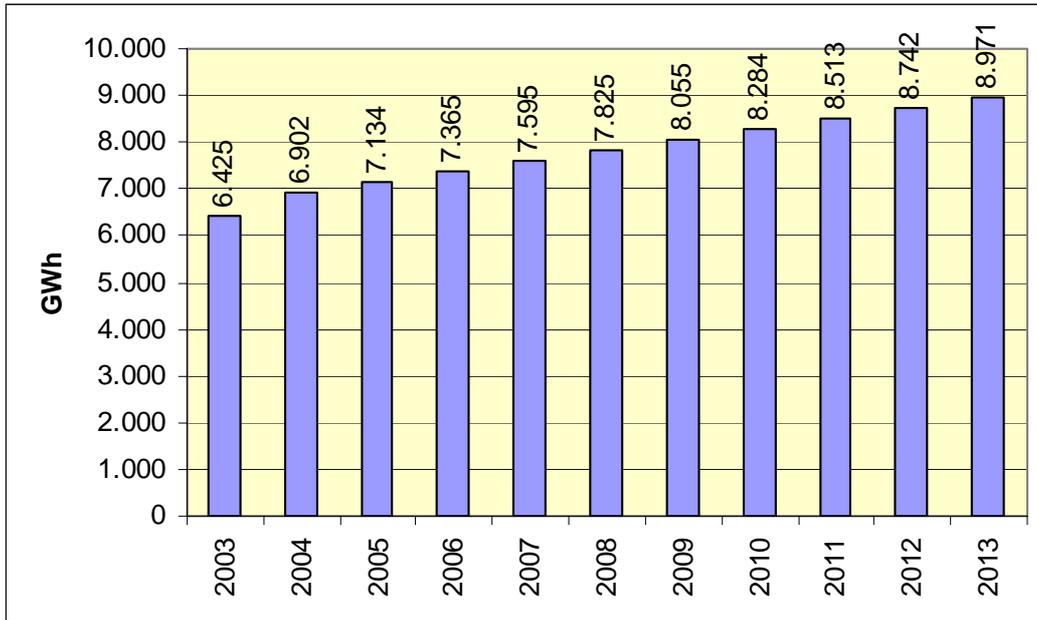


**Energía eléctrica demandada en el Escenario Tendencial**

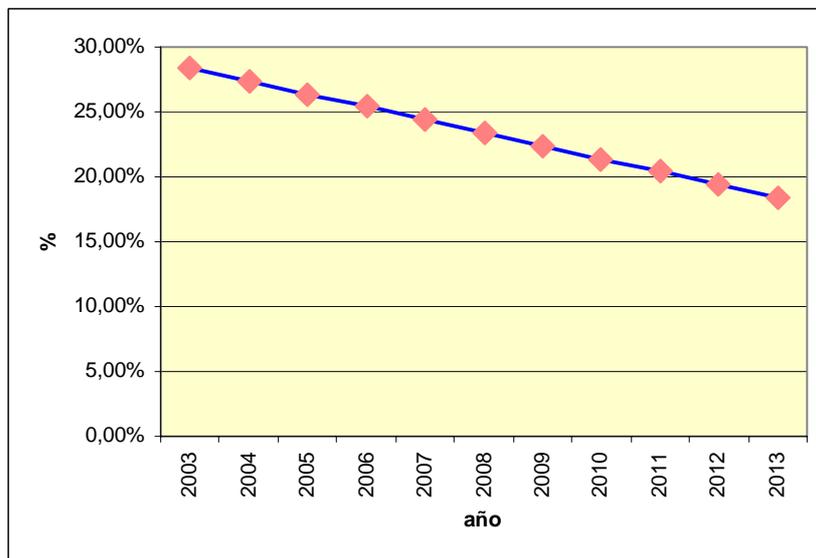
Se escoge, de entre los tres escenarios estudiados el caso tendencial.

Para ello se parte de los resultados obtenidos en el caso de escenarios energéticos expresados en términos de consumo final. A estas cifras se les debe añadir el consumo interno y las pérdidas. Estas últimas, corresponden con la suma de las pérdidas para el SIN tanto en distribución como en transporte. Partiendo de la cifra ofrecida por la ANDE, un 28,37% para el 2002, se ha supuesto que como mínimo se va poder reducir en un punto por año, tal y como se muestra en la gráfica.

**Gráfico 6.- Evolución de la demanda de energía eléctrica en el Escenario Tendencial (GWh)**



**Gráfico 7.- Pérdidas en el Escenario Tendencial (%)**



El resultado final al que se llega expone las necesidades de energía eléctrica en términos de energía demandada por el consumo para el periodo 2004-2013, tal y como se muestra en la siguiente gráfica. Así mismo se muestra una comparativa con los valores utilizados por la ANDE dentro de su Plan Maestro a Corto y Medio Plazo. Es de destacar la insignificante diferencia que existe entre las previsiones aquí alcanzadas y las que calcula la ANDE. En caso de cumplirse el escenario tendencial definido en este Plan se plantea una necesidad de inversiones para lograr una mejora, ampliación y expansión de las infraestructuras acorde con la evolución esperada del consumo de electricidad. Este incremento es, como ya hemos visto, cercano al estimado por la ANDE. En este sentido, las necesidades de inversión serían las estimadas por esta empresa pública en su Plan Maestro.

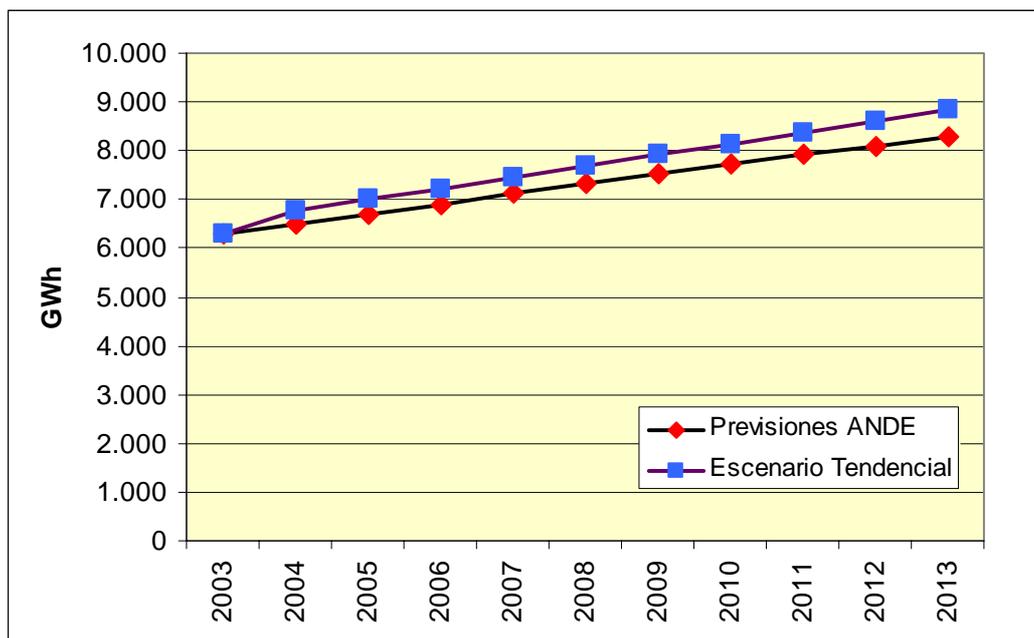
Es importante señalar que este plan de inversiones debe ser considerado como un “plan de mínimos” pues no hay que descartar que un mayor desarrollo económico del Paraguay (en línea con las tasas actuales de incremento de las economías de MERCOSUR) implique mayores aumentos de las necesidades eléctricas y, por tanto, también un mayor volumen de inversiones en transporte y distribución. En cualquier caso, debe preverse la implementación de una “Unidad de Seguimiento de las Proyecciones Eléctricas” que las actualice y corrija y que, al mismo tiempo, adapte el volumen de inversiones necesarias.<sup>10</sup>

**Cuadro 22.- Necesidades de energía eléctrica para 2003-2013 (GWh)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>CONSUMO INTERIOR</b>	4.599	5.010	5.250	5.493	5.741	5.993	6.250	6.511	6.776	7.045	7.320
Consumo Interno	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Pérdidas	1.823	1.889	1.881	1.868	1.851	1.829	1.802	1.770	1.734	1.693	1.648
<b>DEMANDA INTERNA NETA</b>	<b>6.425</b>	<b>6.902</b>	<b>7.134</b>	<b>7.365</b>	<b>7.595</b>	<b>7.825</b>	<b>8.055</b>	<b>8.284</b>	<b>8.513</b>	<b>8.742</b>	<b>8.971</b>
ANDE	6.284	6.492	6.700	6.909	7.115	7.319	7.520	7.718	7.914	8.107	8.298
DIFERENCIA COMPARATIVA CON ANDE	142	410	434	456	480	506	535	565	599	635	672
COMPARTIVA A ORIGEN	6.284	6.760	6.992	7.223	7.454	7.684	7.913	8.142	8.371	8.600	8.829

<sup>10</sup> El desarrollo del país no debe estar condicionado por la falta de infraestructuras energéticas. Caso de producirse esta situación se estaría impidiendo “directamente” su crecimiento Recordemos que el desarrollo económico de un país va íntimamente ligado con el consumo eléctrico.

**Gráfico 8.- Comparación de los escenarios de demanda de energía eléctrica (GWh)**



#### VIII.4.4.2. Proyecciones de demanda de Potencia

El momento más crítico que define el desarrollo de infraestructuras lo constituye la demanda máxima de potencia. En Paraguay generalmente ésta se produce entre los meses de Marzo y Abril.

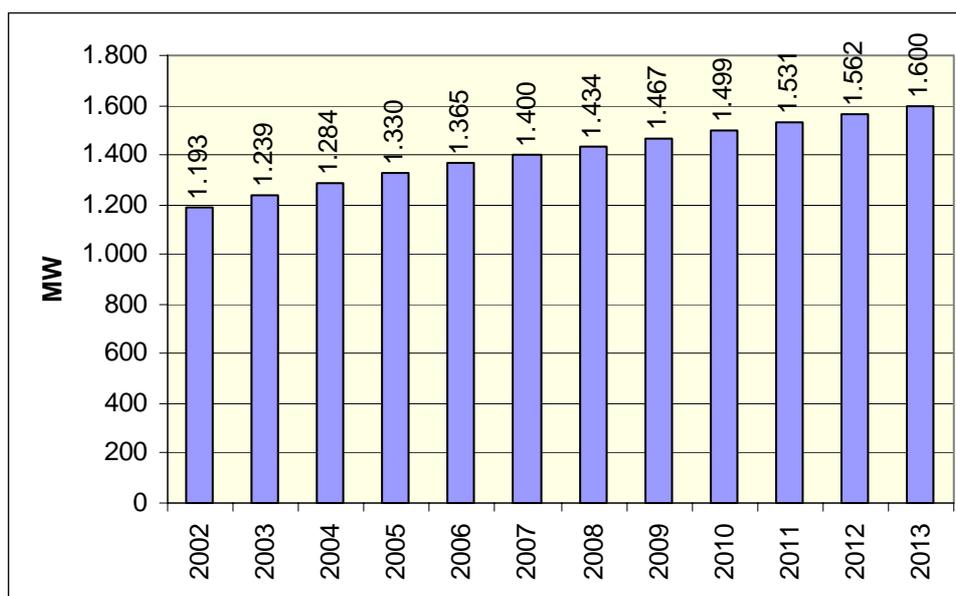
#### Proyección de la ANDE

Al igual que en el caso de la energía, se expone las proyecciones realizadas por la ANDE para el periodo 2003-2012, que parten de los valores alcanzados en el año 2002. Igualmente se ha completado la serie para el 2013 siguiendo la tendencia empleada por la ANDE.

**Cuadro 23.- Demanda máxima de Potencia según la ANDE en 2002-2013 (MW)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Metropolitano	752,2	772,4	793,3	814,3	839,6	864,8	889,8	914,7	939,4	963,9	988,4	1.012,8
Central	97,8	101,3	104,9	108,5	112,7	116,8	121,0	125,1	129,2	133,2	137,3	141,3
Sur	91,3	94,4	97,6	100,9	104,6	108,4	112,1	115,8	119,5	123,2	126,9	130,6
Norte	46,6	48,1	49,7	51,2	53,1	54,9	56,8	58,6	60,4	62,2	63,9	65,7
Este	201,1	208,8	216,8	224,8	234,1	243,2	252,3	261,4	270,4	279,3	288,1	296,9
Oeste	11,1	12,1	13,2	14,2	15,3	16,4	17,5	18,6	19,7	20,9	22,0	23,1
Total sistema (no simultánea)	1.200,0	1.237,1	1.275,5	1.313,9	1.359,4	1.404,5	1.449,5	1.494,1	1.538,6	1.582,7	1.626,6	1.670,4
Coefficiente de simultaneidad	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099
Total sistema (simultánea)	1.092,1	1.125,8	1.160,8	1.195,7	1.237,1	1.278,2	1.319,1	1.359,8	1.400,2	1.440,4	1.480,3	1.520,1
Pérdidas en Transmisión	100,9	112,7	123,4	134,0	128,2	121,8	114,8	107,3	99,1	90,5	81,5	79,6
<b>Total SIN</b>	<b>1.193,0</b>	<b>1.238,6</b>	<b>1.284,2</b>	<b>1.329,8</b>	<b>1.365,3</b>	<b>1.400,1</b>	<b>1.433,9</b>	<b>1.467,0</b>	<b>1.499,3</b>	<b>1.530,8</b>	<b>1.561,8</b>	<b>1.599,8</b>

**Gráfico 9.- Evolución demanda máxima de potencia según la ANDE (MW)**



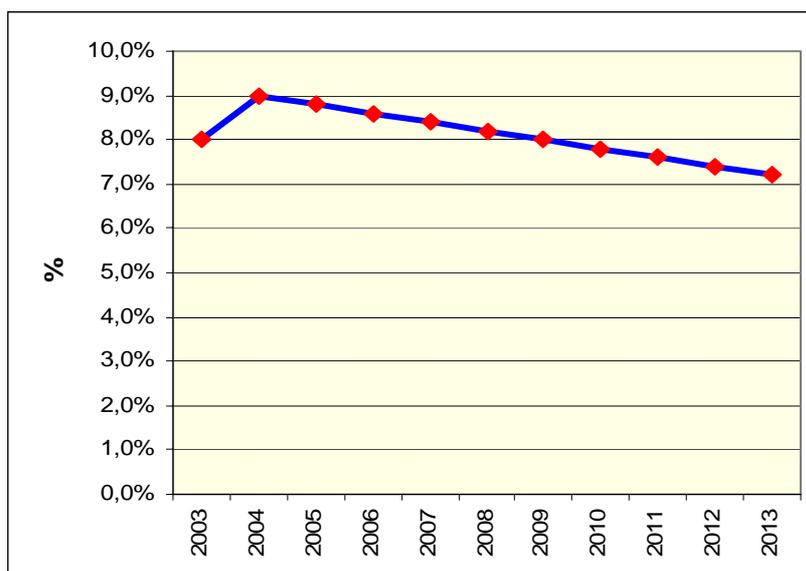
### Potencia máxima demandada en el Escenario Tendencial

Al igual que se ha hecho con el caso del estudio de la energía se escoge, de entre los tres escenarios estudiados el caso tendencial que corresponde con el Escenario Deseable.

En este proceso se utilizan los datos históricos conocidos de potencia máxima del SIN (1990-2002) obteniéndose por tanto, una vez aplicada la metodología de cálculo, basada en el crecimiento del PIB, una estimación de la serie de potencia máxima del SIN para el periodo 2003-2014.

En la siguiente tabla se presenta la serie obtenida. Con el fin de ofrecer unos datos en sintonía con los del apartado anterior, se ha estimado una serie de pérdidas en transmisión para poder así obtener los datos en términos de potencia máxima demandada simultánea (incluida pérdidas en distribución) y potencia máxima no simultánea. Partiendo de las cifras dadas por la ANDE en los últimos años se ha supuesto un 8% para el 2003 y un 9% para el 2004 reduciéndose dos décimas por año para el resto del periodo, tal y como se muestra en la siguiente gráfica.

**Gráfico 10.- Reducción de pérdidas en transmisión (%)**



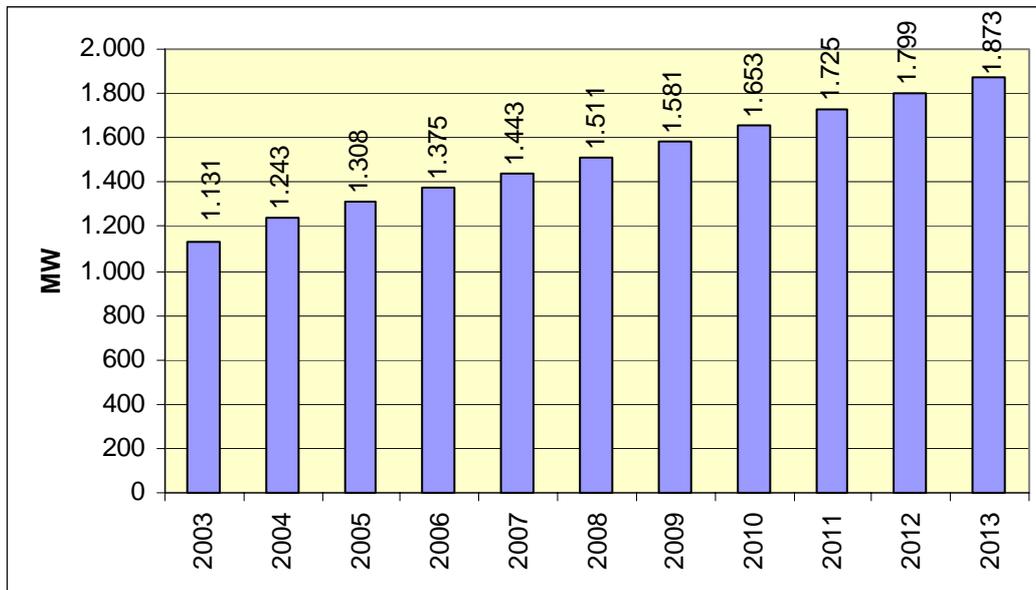
El resultado final al que se llega expone las necesidades de potencia en términos de potencia máxima demandada por el SIN para el periodo 2004-2013, tal y como se muestra en la siguiente gráfica. De nuevo se hace el ejercicio comparativo con las cifras expuestas por la ANDE dentro de su Plan Maestro a Corto y Medio Plazo. Las diferencias son algo superiores a las obtenidas en el análisis de demanda de energía constatando el hecho de que

se debe seguir muy de cerca las necesidades demandadas por el entorno revisando, en caso de ser necesario, la planificación de la mejora, ampliación y expansión de las infraestructuras eléctricas.

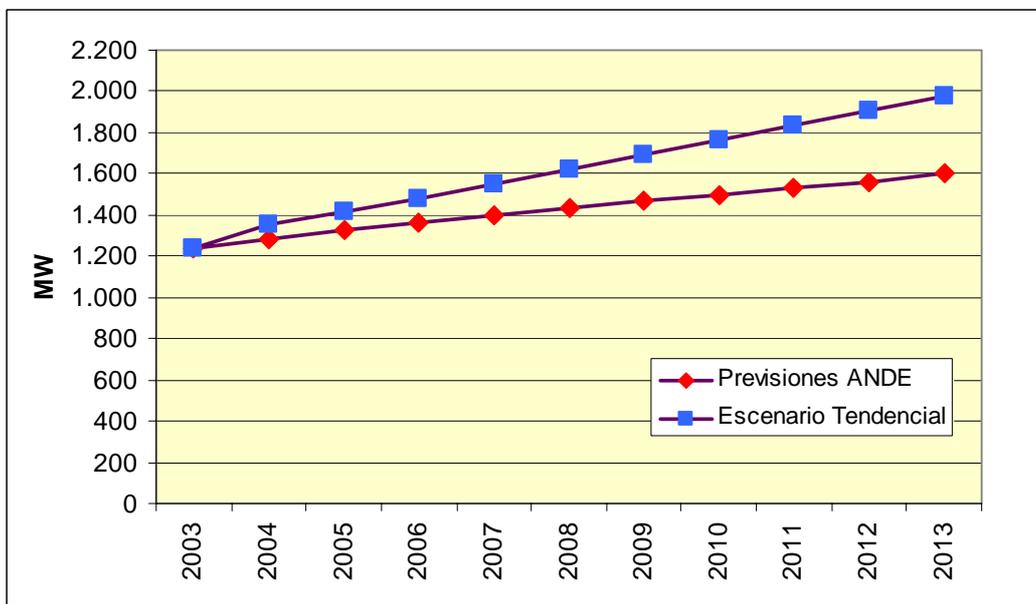
**Cuadro 24.- Potencia máxima demandada por el SIN en Escenario Tendencial 2003-2013 (MW)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total sistema (no silmultánea)	1.143	1.243	1.311	1.381	1.452	1.525	1.599	1.674	1.751	1.830	1.910
Coficiente de silmultaneidad	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099	1,099
Total sistema (silmultánea)	1.040	1.131	1.193	1.257	1.321	1.387	1.455	1.524	1.594	1.665	1.739
Pérdidas en Transmisión	90	112	115	118	121	124	127	129	131	133	135
<b>Total SIN</b>	<b>1.131</b>	<b>1.243</b>	<b>1.308</b>	<b>1.375</b>	<b>1.443</b>	<b>1.511</b>	<b>1.581</b>	<b>1.653</b>	<b>1.725</b>	<b>1.799</b>	<b>1.873</b>
ANDE	1.239	1.284	1.330	1.365	1.400	1.434	1.467	1.499	1.531	1.562	1.600
COMPARATIVA CON ANDE	-108	-41	-21	9	42	77	114	153	194	237	274
COMPARTIVA A ORIGEN	1.239	1.351	1.416	1.483	1.550	1.619	1.689	1.760	1.833	1.906	1.981

**Gráfico 11.- Evolución de potencia máxima demandada por el SIN en Escenario Tendencial (MW)**



**Gráfico 12.- Comparación de los escenarios de potencia máxima demandada (MW)**



### VIII.4.5. INVERSIONES NECESARIAS

Se exponen en este punto las necesidades de financiación que van a hacer falta para acometer las actividades de mantenimiento, reformas y ampliación de las infraestructuras eléctricas existentes con el fin de mejorar la calidad del servicio de electricidad y satisfacer la demanda prevista en el próximo periodo.

#### Previsión de inversiones de la ANDE

Un resumen de las inversiones previstas por la ANDE en los próximos años, desglosadas tanto por generación como por transporte y distribución se indica a continuación.

**Cuadro 25.- Inversiones previstas por la ANDE. 2004 - 2013**

Año	Transmisión		Generación		Distribución				TOTAL
					Obras distribuc.		Rec. Autoayuda		
	miles \$ USA	%	miles \$ USA	%	miles \$ USA	%	miles \$ USA	%	miles \$ USA
<b>2004</b>	21.244	27,5%	7.560	9,8%	39.861	51,7%	8.500	11,0%	77.165
<b>2005</b>	19.974	29,2%	11.220	16,4%	24.341	35,6%	12.900	18,9%	68.435
<b>2006</b>	12.859	16,8%	32.220	42,0%	18.226	23,8%	13.400	17,5%	76.705
<b>2007</b>	12.366	14,4%	42.000	49,1%	17.358	20,3%	13.900	16,2%	85.624
<b>2008</b>	359	0,5%	42000	57,5%	16.831	23,0%	13.900	19,0%	73.090
<b>Total 2004/2008</b>	66.802	17,5%	135.000	35,4%	116.617	30,6%	62.600	16,4%	381.019
<b>2009 (1)</b>	6.056	20,6%			23.323	79,4%			29.379
<b>2010 (1)</b>	1.945	7,7%			23.323	92,3%			25.268
<b>2011 (1)</b>	930	3,8%			23.323	96,2%			24.253
<b>2012 (1)</b>	50	0,2%			23.323	99,8%			23.373
<b>2013 (1)</b>	50	0,2%			23.323	99,8%			23.373
<b>Total 2009/2013</b>	9.031	7,2%			116.616	92,8%			125.648
<b>TOTAL 2004/2013</b>	75.833	15,0%	135.000	26,6%	233.234	46,0%	62.600	12,4%	506.667

(1) Los valores utilizados para las obras de distribución (2009-2013) se han tomado conforme a la media resultante del periodo 2004-2008.

FUENTE: ANDE y elaboración propia

Las inversiones necesarias, según la ANDE, para el periodo 2004-2013 son de 507 millones de dólares USA. De ellos, el 51% estarían destinados a distribución, el 15% a la transmisión y el restante 27% a la generación.

- En cuanto a la generación se acometen obras entre 2004-2008 para la rehabilitación y modernización de la C.H. Acaray por un valor de 30 M de dólares USA. El resto, 105 M, se destinaría a la motorización de la Presa Yguazú con el fin de permitir un aprovechamiento racional de la misma.
- En cuanto a la transmisión, las inversiones previstas están orientadas a aumentar la capacidad, mejorar la calidad del suministro, atender el crecimiento de la demanda y mejorar el control del sistema.
- En cuanto a la distribución, las inversiones previstas se emplearán en la ampliación, adecuación y refuerzos para atender el crecimiento de la demanda y mejorar la calidad operativa. En este capítulo se ha desglosado el Programa Especial de Recuperación de Obras de Distribución cuyo coste supera los 62 millones de dólares USA para el periodo analizado.

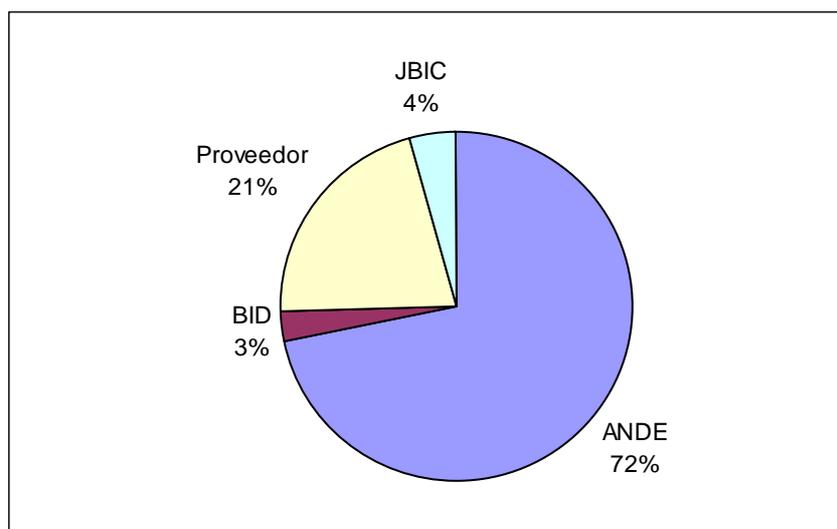
En la financiación intervendrá la propia ANDE, casi en un 70%, así como la banca internacional (BID, JBIC) dejando las obras asociadas a la motorización de la Presa Yguazú a la inversión privada.

**Cuadro 26.- Financiación de las inversiones necesarias de la ANDE (miles de dólares USA)**

<b>Financiamiento</b>		
<b>ANDE</b>	362.947	72%
<b>BID</b>	14.317	3%
<b>Proveedor</b>	108.086	21%
<b>JBIC</b>	21.317	4%
<b>Total</b>	506.667	100%

FUENTE: ANDE y elaboración propia

**Gráfico 13.- Financiación de las inversiones necesarias de la ANDE (%)**



### Otras inversiones

Otras inversiones previstas se centran básicamente en generación. Se trata de las centrales de ciclo combinado ligadas a un posible desarrollo del gas natural en el Paraguay.

La inversión potencial estimada en generación termoeléctrica vienen dada por la construcción de dos centrales de ciclo combinado. La primera, de 50 MW de potencia, entraría en funcionamiento en el año 2007 y la segunda, de 750 MW iniciaría su andadura en el último trimestre de 2013. El coste total previsto para ambas centrales asciende a 450 millones de dólares USA, correspondiendo la financiación de estas instalaciones a empresas multinacionales presentes en el negocio gasista.

**Cuadro 27.- Inversión prevista en generación termoeléctrica (ciclos combinados)**

	Potencia (MW)	Coste (millones dólares USA)
2007	50	50
2013	750	400
Total	800	450

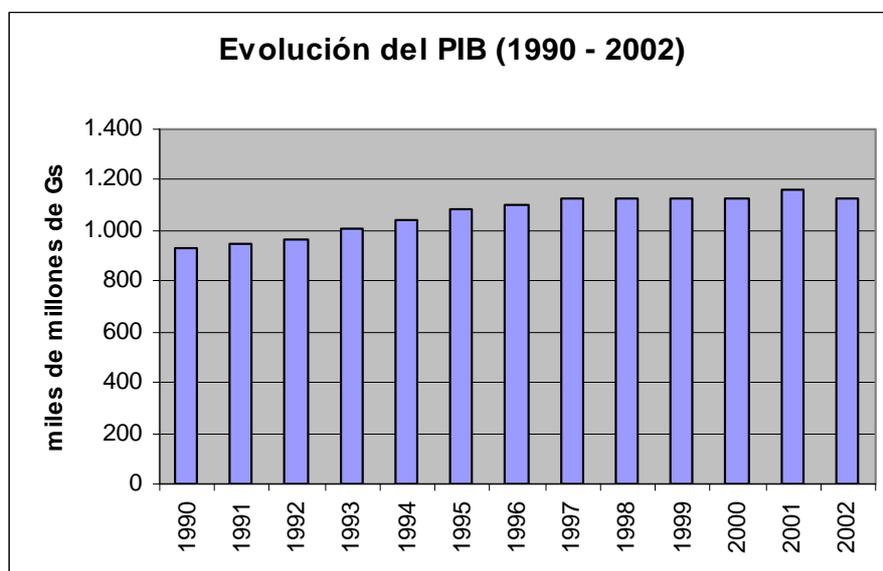
FUENTE: VMME y empresas.

**ANEXO. SERIES Y GRÁFICOS DE PIB, CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA**

**SERIES HISTÓRICAS (1990 – 2002)**

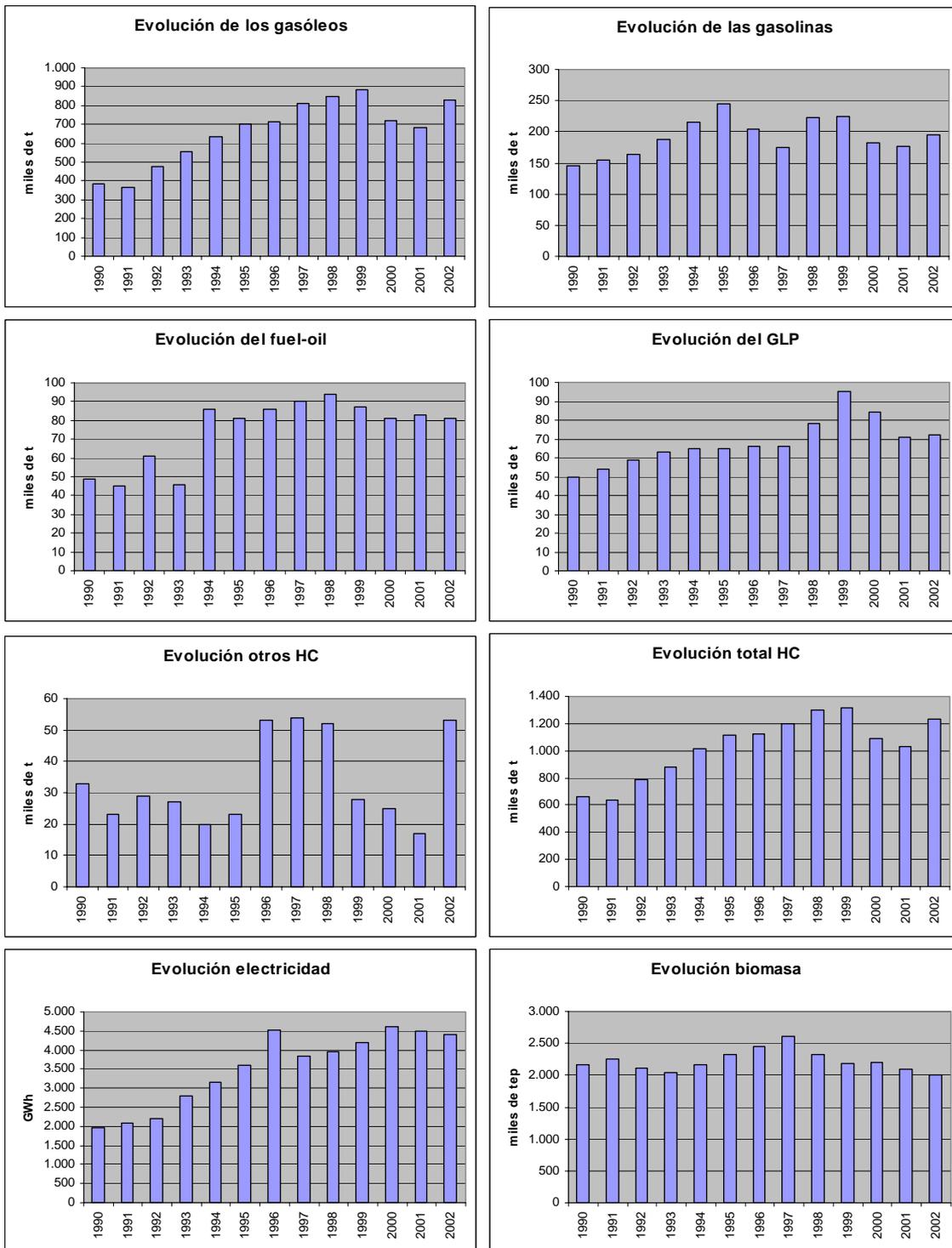
**PIB**

año	PIB (miles millones Gs)	Var.anual (%)
1990	927	
1991	950	2,5
1992	967	1,8
1993	1.007	4,1
1994	1.039	3,2
1995	1.087	4,6
1996	1.101	1,3
1997	1.130	2,6
1998	1.125	-0,4
1999	1.130	0,4
2000	1.126	-0,4
2001	1.157	2,8
2002	1.130	2,5



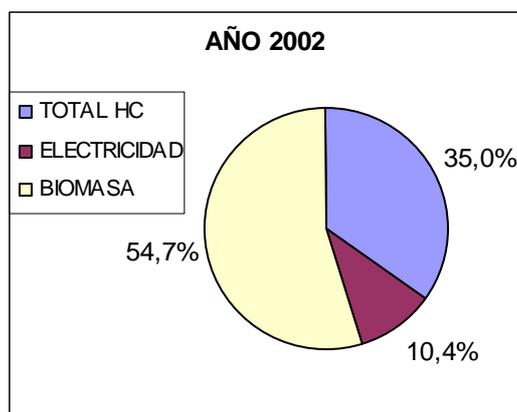
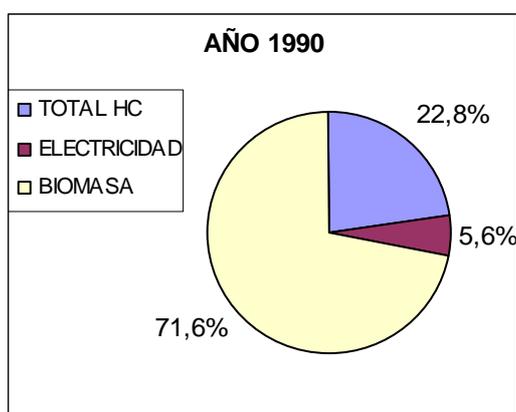
**CONSUMO DE ENERGÍA (1990 – 2002) (en unidades físicas)**

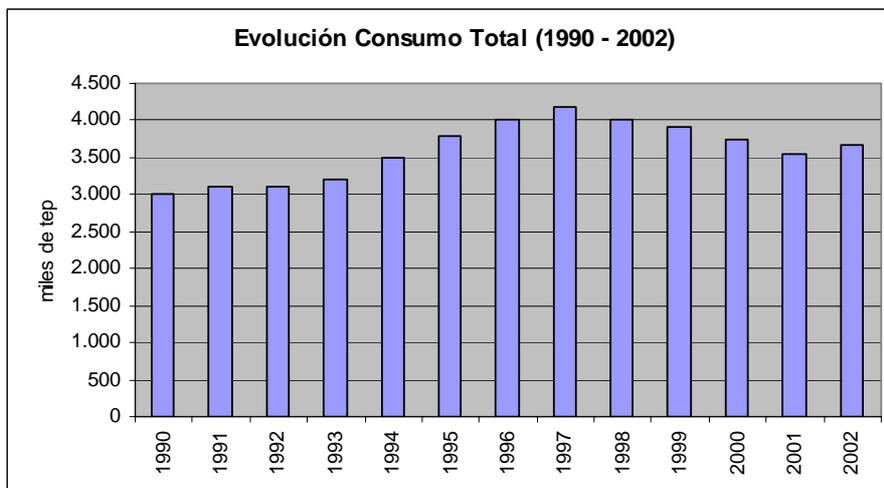
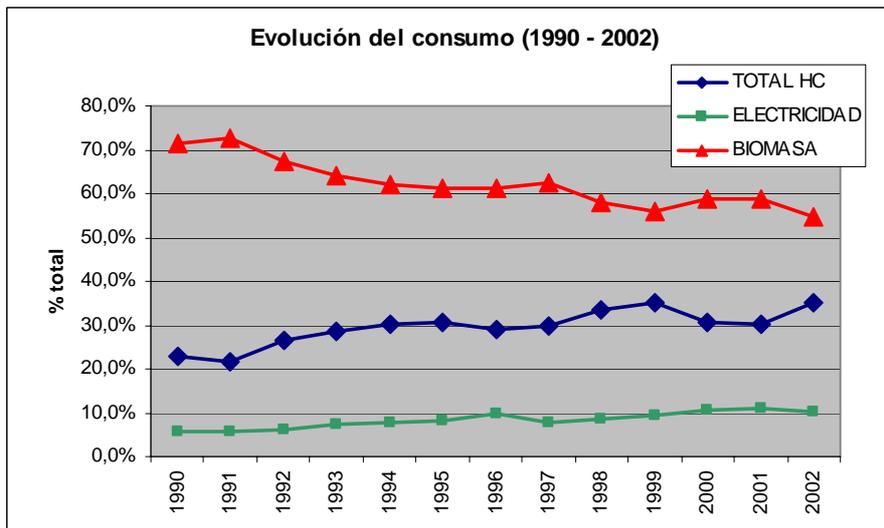
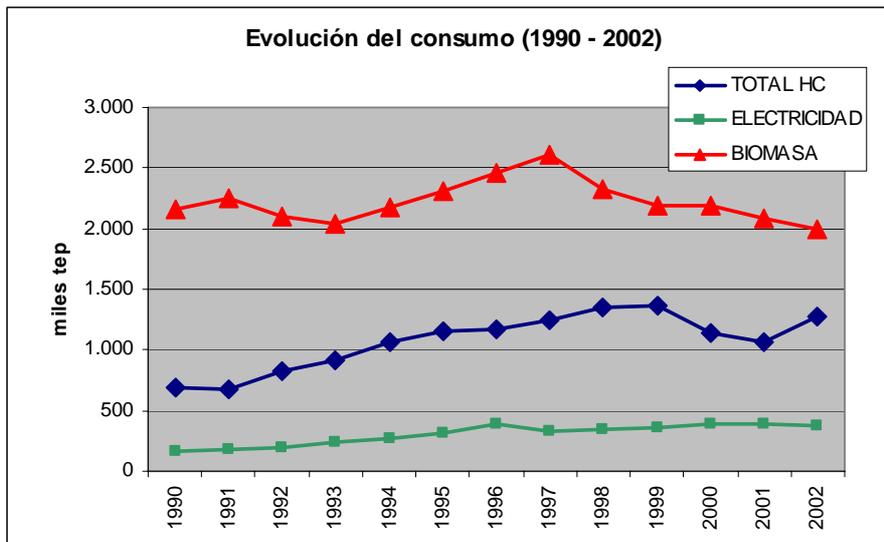
<b>Año</b>	<b>GASOLINA (miles t)</b>	<b>GASÓLEO (MILES T)</b>	<b>FUEL-OIL (miles t)</b>	<b>GLP (miles t)</b>	<b>OTROS HC (miles t)</b>	<b>TOTAL HC (miles t)</b>	<b>ELECTRICIDAD (GWh)</b>	<b>BIOMASA (miles tep)</b>
<b>1990</b>	145	383	49	50	33	660	1.977	2.157
<b>1991</b>	154	365	45	54	23	641	2.093	2.247
<b>1992</b>	163	477	61	59	29	789	2.209	2.104
<b>1993</b>	188	553	46	63	27	877	2.791	2.043
<b>1994</b>	215	632	86	65	20	1.018	3.140	2.169
<b>1995</b>	245	702	81	65	23	1.116	3.605	2.317
<b>1996</b>	204	712	86	66	53	1.121	4.535	2.457
<b>1997</b>	174	812	90	66	54	1.196	3.837	2.604
<b>1998</b>	223	850	94	78	52	1.297	3.953	2.318
<b>1999</b>	225	882	87	95	28	1.317	4.186	2.186
<b>2000</b>	182	722	81	84	25	1.094	4.605	2.197
<b>2001</b>	177	682	83	71	17	1.030	4.488	2.091
<b>2002</b>	195	832	81	72	53	1.233	4.413	2.000



**CONSUMO DE ENERGÍA (1990 – 2002) (en unidades equivalentes)**

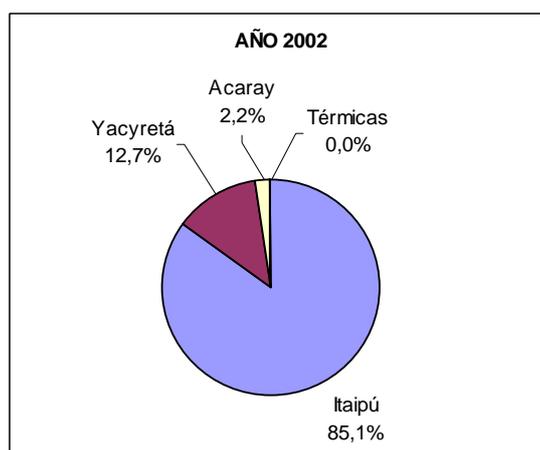
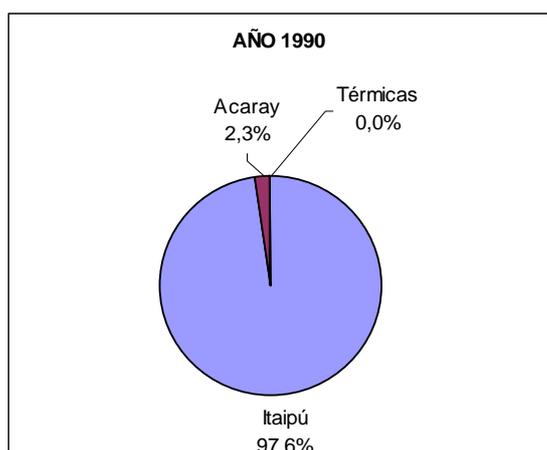
Año	PIB (miles millones Gs)	GASOLINA (miles tep)	GASÓLEO (miles tep)	FUEL-OIL (miles tep)	GLP (miles tep)	OTROS (miles tep)	TOTAL HC (miles tep)	ELECTRICIDAD (miles tep)	BIOMASA (miles tep)	TOTAL (miles tep)	TOTAL HC (%total)	ELECTRICIDAD (%total)	BIOMASA (%total)
1990	927	155	396	47	57	32	687	170	2.157	3.014	22,8	5,6	71,6
1991	950	165	378	43	61	22	669	180	2.247	3.096	21,6	5,8	72,6
1992	967	174	494	59	67	28	821	190	2.104	3.115	26,4	6,1	67,5
1993	1.007	201	572	44	71	26	915	240	2.043	3.198	28,6	7,5	63,9
1994	1.039	230	654	83	73	19	1.059	270	2.169	3.498	30,3	7,7	62,0
1995	1.087	262	727	78	73	22	1.162	310	2.317	3.789	30,7	8,2	61,2
1996	1.101	218	737	83	75	51	1.163	390	2.457	4.010	29,0	9,7	61,3
1997	1.130	186	840	86	75	52	1.239	330	2.604	4.173	29,7	7,9	62,4
1998	1.125	239	880	90	88	50	1.347	340	2.318	4.005	33,6	8,5	57,9
1999	1.130	241	913	84	107	27	1.371	360	2.186	3.917	35,0	9,2	55,8
2000	1.126	195	747	78	95	24	1.139	396	2.197	3.732	30,5	10,6	58,9
2001	1.157	189	706	80	80	16	1.071	386	2.091	3.548	30,2	10,9	58,9
2002	1.130	209	861	78	81	51	1.280	380	2.000	3.659	35,0	10,4	54,7

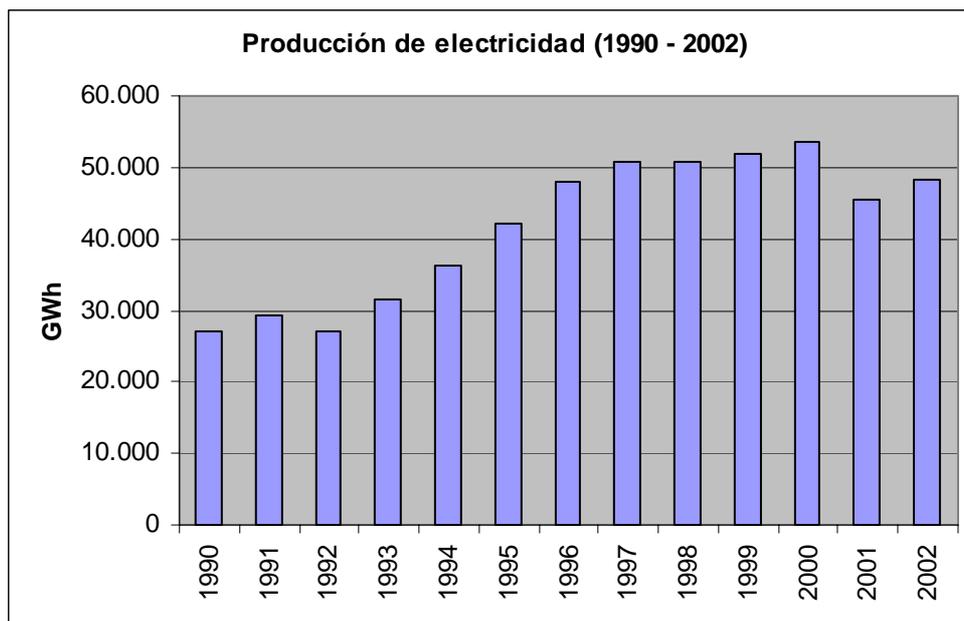




## PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1990 – 2002)

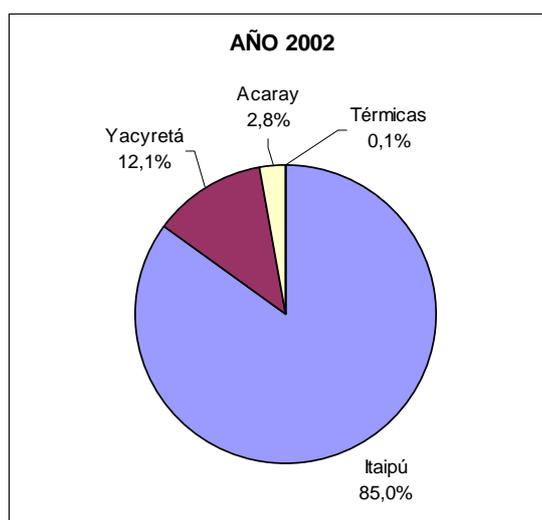
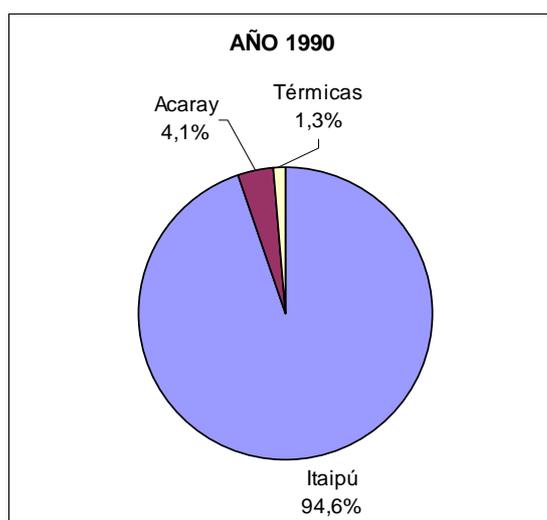
Año	ELECTRICIDAD (GWh)	ELECTRICIDAD (miles tep)
1990	27.185	2.338
1991	29.328	2.522
1992	27.141	2.334
1993	31.449	2.705
1994	36.415	3.132
1995	42.125	3.623
1996	48.081	4.135
1997	50.663	4.357
1998	50.881	4.376
1999	51.970	4.469
2000	53.521	4.603
2001	45.358	3.901
2002	48.203	4.145

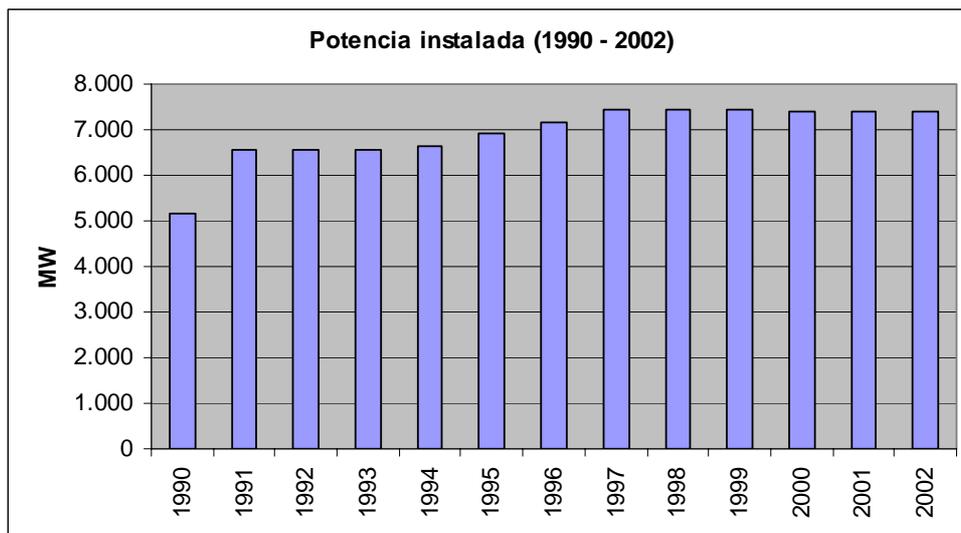




**POTENCIA INSTALADA (1990 – 2002)**

POTENCIA INSTALADA (MW)					
Año	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Térmicas	Total
1990	4.900,0		210,0	68,0	5.178,0
1991	6.300,0		210,0	39,0	6.549,0
1992	6.300,0		210,0	39,0	6.549,0
1993	6.300,0		210,0	37,6	6.547,6
1994	6.300,0	95,0	210,0	37,5	6.642,5
1995	6.300,0	380,0	210,0	38,5	6.928,5
1996	6.300,0	617,5	210,0	38,5	7.166,0
1997	6.300,0	900,0	210,0	38,5	7.448,5
1998	6.300,0	900,0	210,0	38,5	7.448,5
1999	6.300,0	900,0	210,0	38,5	7.448,5
2000	6.300,0	900,0	210,0	6,1	7.416,1
2001	6.300,0	900,0	210,0	6,1	7.416,1
2002	6.300,0	900,0	210,0	6,1	7.416,1





**HIPÓTESIS EMPLEADAS**

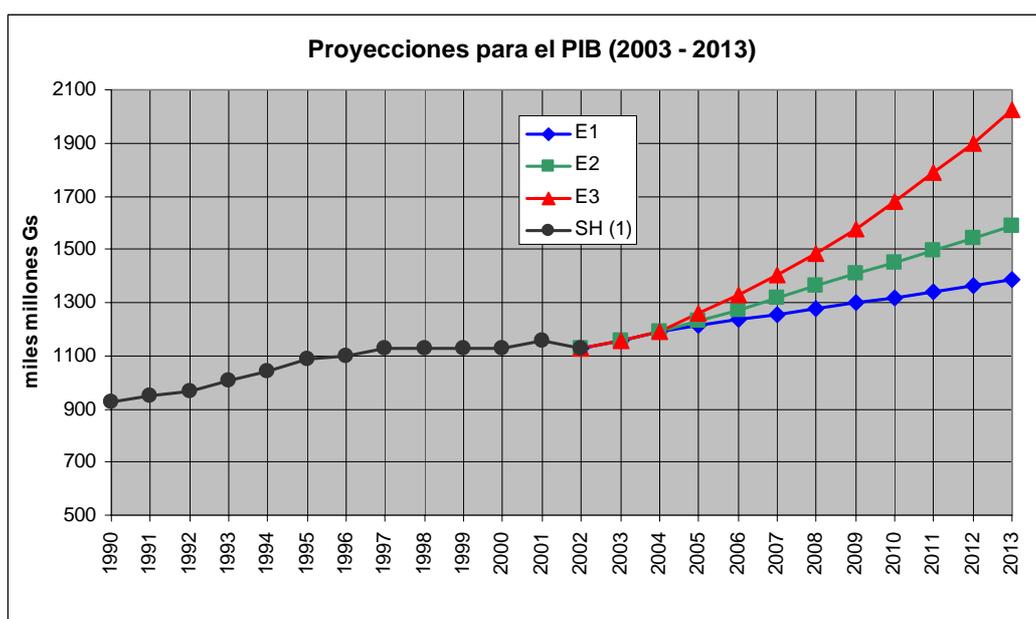
Año	PIB	Sustitución (k)							Precio (x)						
		Gasolina	Gasóleo	Fuel-oil	GLP	Otros	Electricidad	Biomasa	Gasolina	Gasóleo	Fuel-oil	GLP	Otros	Electricidad	Biomasa
<b>ESCENARIO TENDENCIAL (E1)</b>															
2003	2,50%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2004	3,00%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2005	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2006	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2007	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2008	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2009	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2010	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2011	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2012	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2013	1,70%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>ESCENARIO CENTRAL/DESEABLE (E2)</b>															
2003	2,50%	0,99	1,01	0,99	1,01	1,00	1,01	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2004	3,00%	0,98	1,02	0,98	1,02	1,00	1,02	0,96	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2005	3,00%	0,97	1,03	0,97	1,03	1,00	1,03	0,94	1,00	0,94	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2006	3,50%	0,96	1,04	0,96	1,04	1,00	1,04	0,92	1,00	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2007	3,50%	0,95	1,05	0,95	1,05	1,00	1,05	0,90	1,00	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2008	3,50%	0,94	1,06	0,94	1,06	1,00	1,06	0,88	1,00	0,91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2009	3,50%	0,93	1,07	0,93	1,07	1,00	1,07	0,86	1,00	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2010	3,00%	0,92	1,08	0,92	1,08	1,00	1,08	0,84	1,00	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2011	3,00%	0,91	1,09	0,91	1,09	1,00	1,09	0,82	1,00	0,94	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2012	3,00%	0,90	1,10	0,90	1,10	1,00	1,10	0,80	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2013	3,00%	0,90	1,10	0,90	1,10	1,00	1,10	0,78	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>ESCENARIO ÓPTIMO DESEABLE (E3)</b>															
2003	2,50%	0,99	1,01	0,99	1,01	1,00	1,01	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2004	3,00%	0,98	1,02	0,98	1,02	1,00	1,02	0,96	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2005	5,60%	0,97	1,03	0,97	1,03	1,00	1,03	0,94	1,00	0,94	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2006	5,60%	0,96	1,04	0,96	1,04	1,00	1,04	0,92	1,00	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2007	5,60%	0,95	1,05	0,95	1,05	1,00	1,05	0,90	1,00	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2008	5,60%	0,94	1,06	0,94	1,06	1,00	1,06	0,88	1,00	0,91	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2009	6,40%	0,93	1,07	0,93	1,07	1,00	1,07	0,86	1,00	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2010	6,40%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2011	6,40%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2012	6,40%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2013	6,40%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

## PROYECCIONES (2003 – 2013)

### PIB

Año	HIPÓTESIS DE VAR. ANUAL (%)			PIB (miles millones Gs)		
	E1 (1)	E2 (1)	E3 (1)	E1 (1)	E2 (1)	E3 (1)
2003	2,50	2,50	2,50	1.158	1.158	1.158
2004	3,00	3,00	3,00	1.193	1.193	1.193
2005	1,70	3,00	5,60	1.213	1.229	1.260
2006	1,70	3,50	5,60	1.234	1.272	1.330
2007	1,70	3,50	5,60	1.255	1.316	1.405
2008	1,70	3,50	5,60	1.276	1.362	1.484
2009	1,70	3,50	6,40	1.298	1.410	1.578
2010	1,70	3,00	6,40	1.320	1.452	1.679
2011	1,70	3,00	6,40	1.342	1.496	1.787
2012	1,70	3,00	6,40	1.365	1.541	1.901
2013	1,70	3,00	6,40	1.388	1.587	2.023

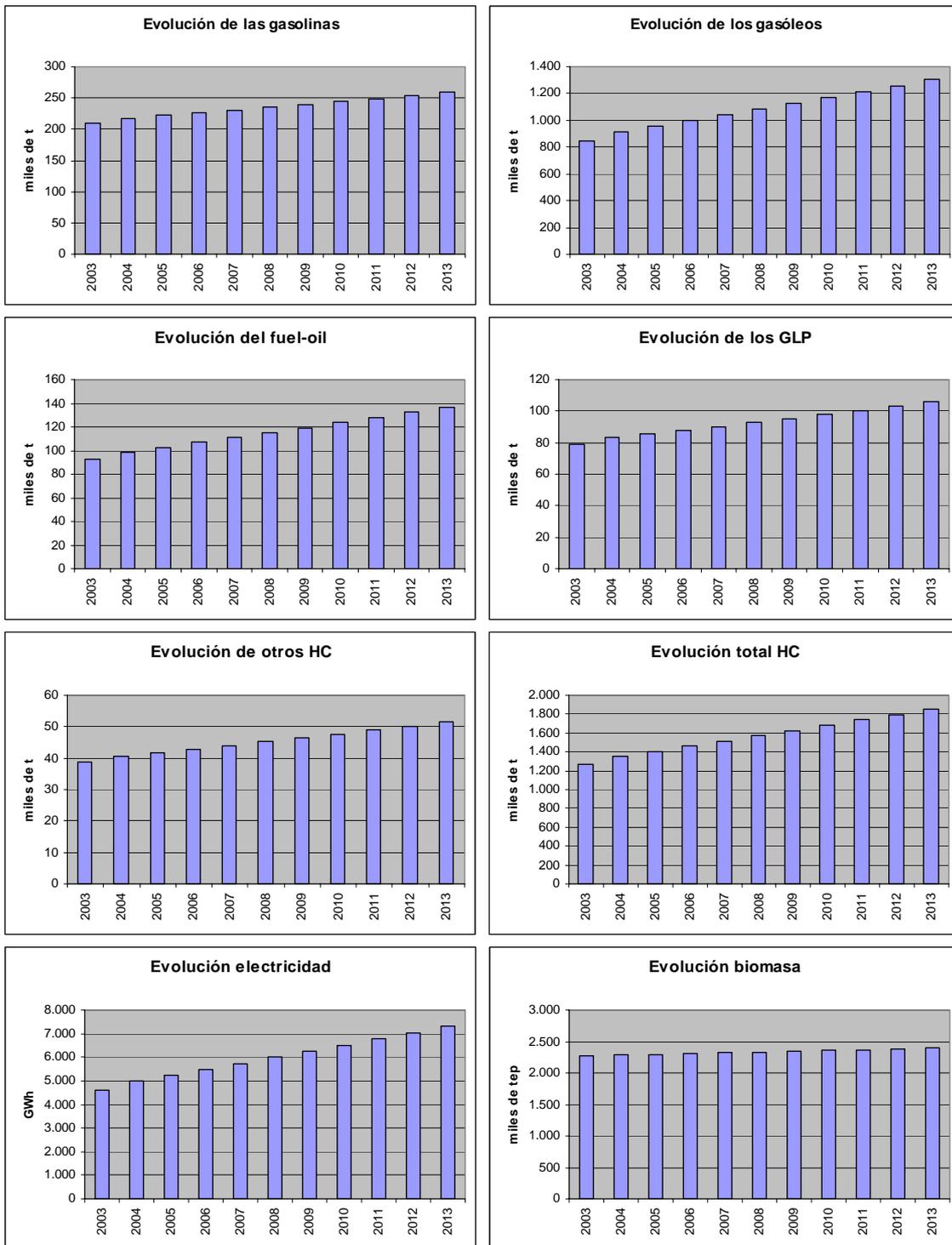
(1) E1: Escenario tendencial; E2: Escenario deseable; E3: Escenario óptimo deseable.



(1) SH: Serie histórica.

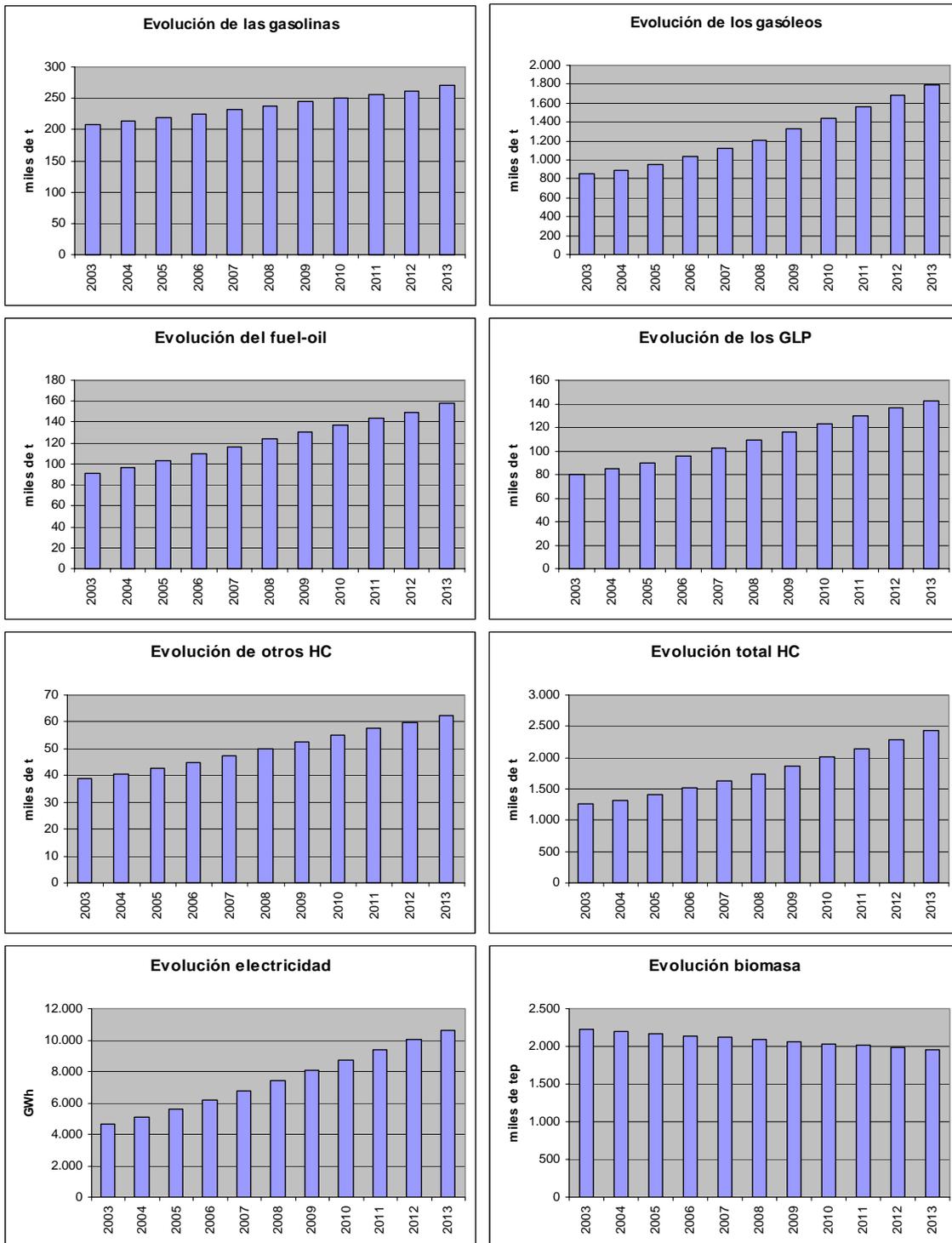
**CONSUMO DE ENERGÍA (2003 – 2013). E1 (en unidades físicas)**

<b>Año</b>	<b>GASOLINA (miles t)</b>	<b>GASÓLEO (miles t)</b>	<b>FUEL-OIL (miles t)</b>	<b>GLP (miles t)</b>	<b>OTROS HC (miles t)</b>	<b>TOTAL HC (miles t)</b>	<b>ELECTRICIDAD (GWh)</b>	<b>BIOMASA (miles tep)</b>
<b>2003</b>	211	844	92	79	39	1.264	4.599	2.270
<b>2004</b>	218	914	99	83	41	1.354	5.010	2.289
<b>2005</b>	222	954	103	85	42	1.406	5.250	2.299
<b>2006</b>	227	996	107	88	43	1.460	5.493	2.310
<b>2007</b>	231	1.038	111	90	44	1.514	5.741	2.321
<b>2008</b>	235	1.080	115	93	45	1.569	5.993	2.333
<b>2009</b>	240	1.124	119	95	46	1.625	6.250	2.344
<b>2010</b>	245	1.168	124	98	48	1.682	6.511	2.356
<b>2011</b>	249	1.213	128	101	49	1.740	6.776	2.368
<b>2012</b>	254	1.259	132	103	50	1.799	7.045	2.380
<b>2013</b>	259	1.305	137	106	51	1.858	7.320	2.392



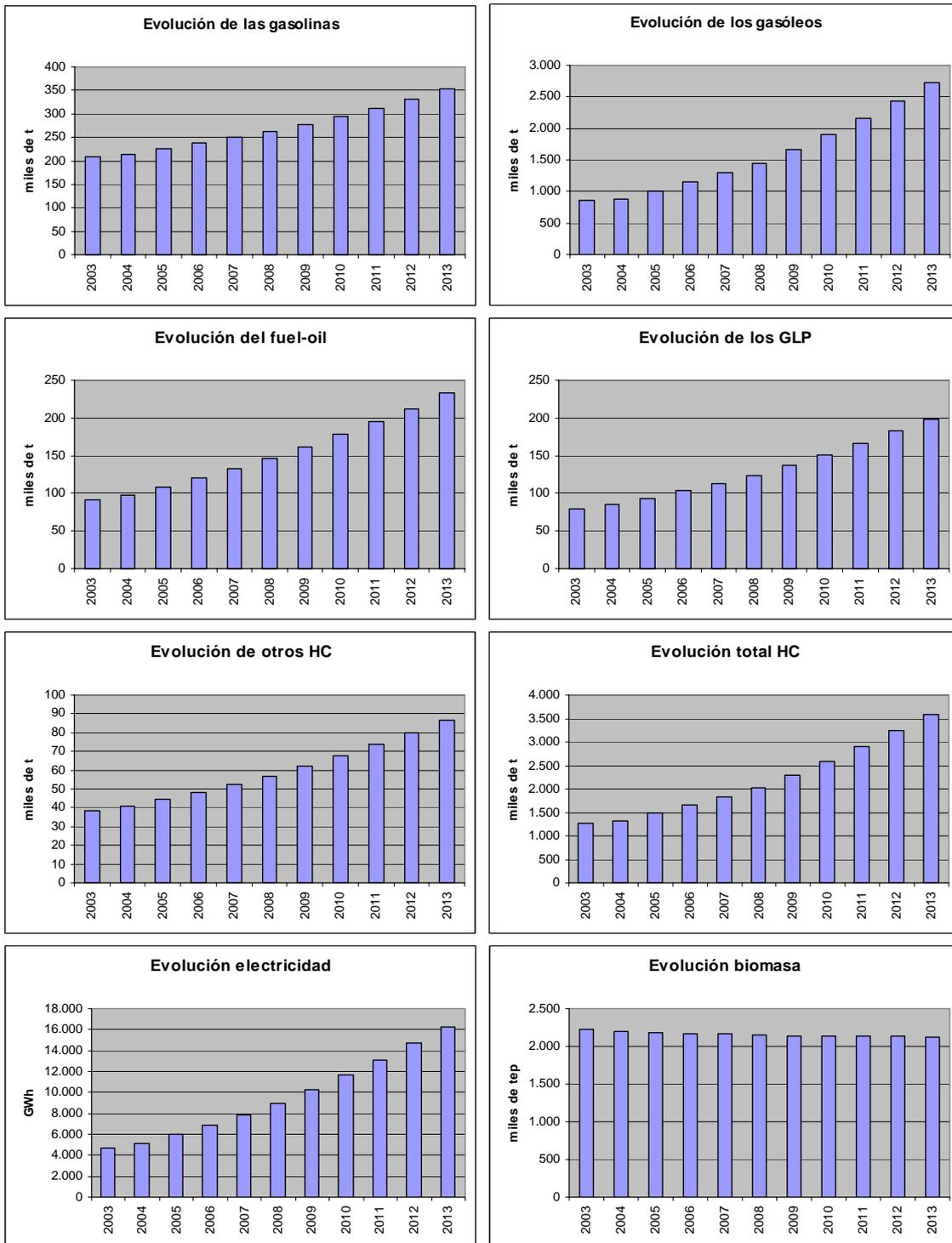
**CONSUMO DE ENERGÍA (2003 – 2013). E2 (en unidades físicas)**

<b>Año</b>	<b>GASOLINA (miles t)</b>	<b>GASÓLEO (miles t)</b>	<b>FUEL-OIL (miles t)</b>	<b>GLP (miles t)</b>	<b>OTROS HC (miles t)</b>	<b>TOTAL HC (miles t)</b>	<b>ELECTRICIDAD (GWh)</b>	<b>BIOMASA (miles tep)</b>
<b>2003</b>	209	852	91	80	39	1.271	4.645	2.225
<b>2004</b>	214	885	97	85	41	1.321	5.110	2.197
<b>2005</b>	219	954	103	90	43	1.408	5.596	2.169
<b>2006</b>	225	1.036	110	96	45	1.512	6.179	2.144
<b>2007</b>	232	1.121	117	102	47	1.619	6.791	2.118
<b>2008</b>	238	1.209	124	109	50	1.730	7.432	2.093
<b>2009</b>	245	1.327	131	116	53	1.872	8.105	2.067
<b>2010</b>	251	1.440	137	123	55	2.005	8.721	2.038
<b>2011</b>	256	1.558	143	129	57	2.144	9.363	2.008
<b>2012</b>	262	1.683	150	136	60	2.291	10.032	1.978
<b>2013</b>	271	1.799	158	142	63	2.432	10.633	1.948



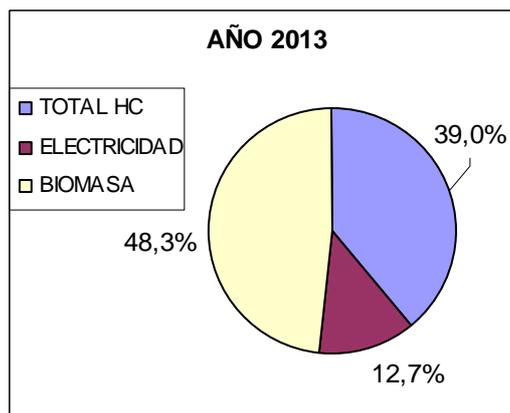
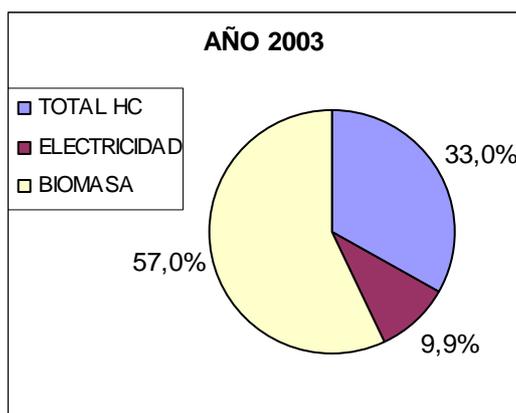
**CONSUMO DE ENERGÍA (2003 – 2013). E3 (en unidades físicas)**

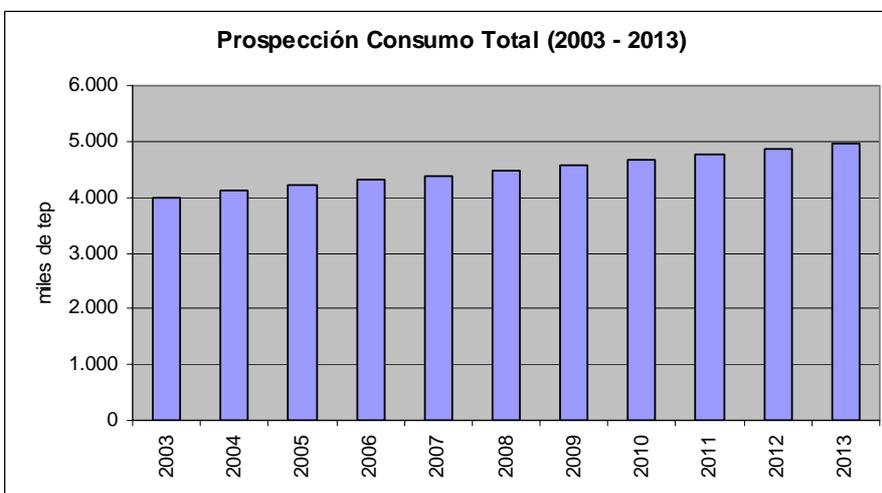
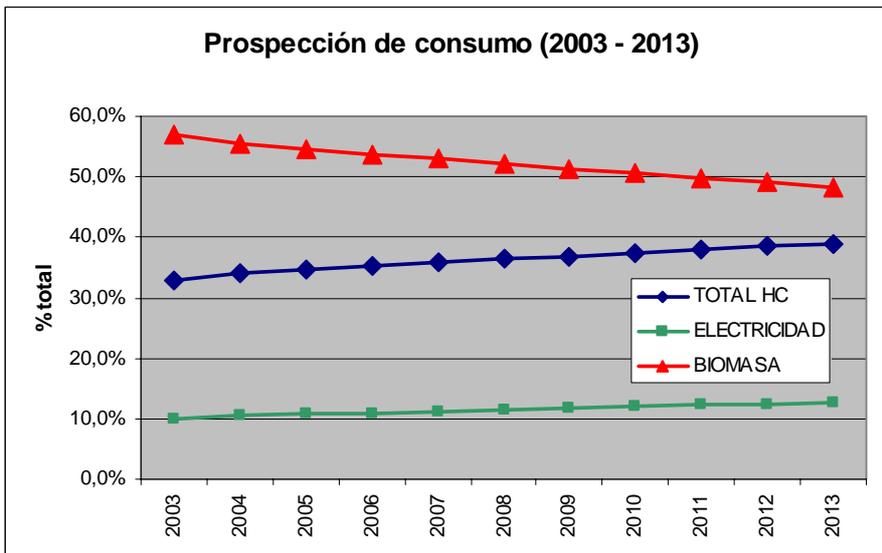
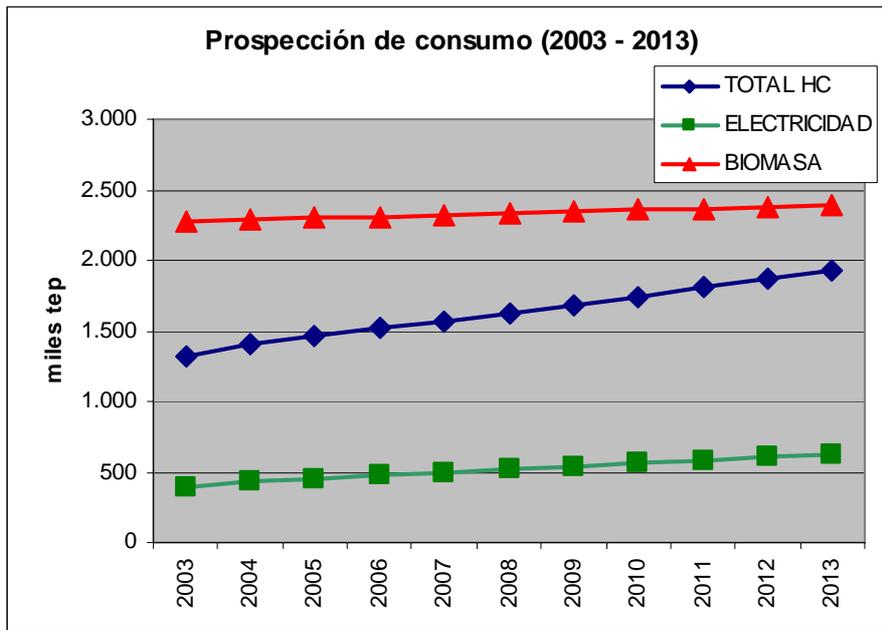
<b>Año</b>	<b>GASOLINA (miles t)</b>	<b>GASÓLEO (miles t)</b>	<b>FUEL-OIL (miles t)</b>	<b>GLP (miles t)</b>	<b>OTROS HC (miles t)</b>	<b>TOTAL HC (miles t)</b>	<b>ELECTRICIDAD (GWh)</b>	<b>BIOMASA (miles tep)</b>
<b>2003</b>	209	852	91	80	39	1.271	4.645	2.225
<b>2004</b>	214	885	97	85	41	1.321	5.110	2.197
<b>2005</b>	225	1.014	109	94	44	1.486	5.973	2.185
<b>2006</b>	237	1.150	121	103	48	1.659	6.899	2.172
<b>2007</b>	249	1.293	133	113	52	1.841	7.889	2.161
<b>2008</b>	262	1.443	146	124	57	2.032	8.950	2.149
<b>2009</b>	278	1.660	161	137	62	2.298	10.235	2.143
<b>2010</b>	295	1.897	178	151	68	2.588	11.620	2.138
<b>2011</b>	312	2.156	195	167	74	2.902	13.112	2.134
<b>2012</b>	330	2.438	213	183	80	3.243	14.719	2.130
<b>2013</b>	353	2.721	234	199	87	3.593	16.301	2.127



**CONSUMO DE ENERGÍA (2003 – 2013). E1 (en unidades equivalentes)**

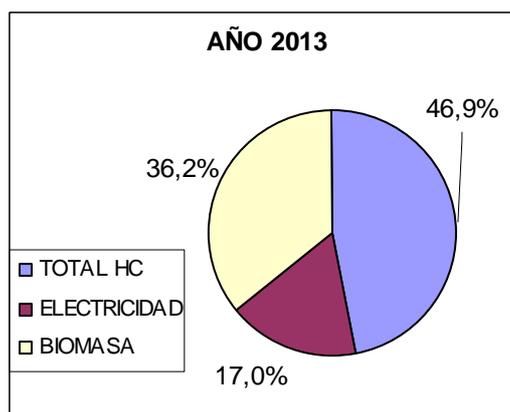
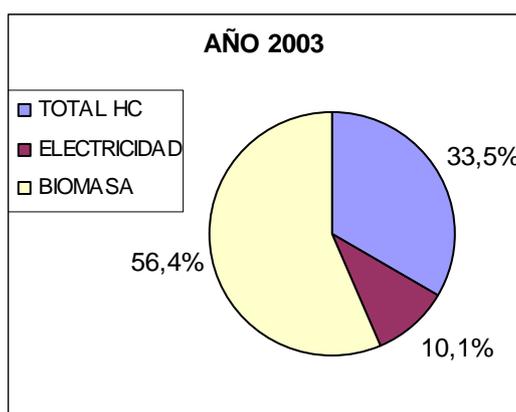
Año	PIB (miles millones Gs)	GASOLINA (miles tep)	GASÓLEO (miles tep)	FUEL-OIL (miles tep)	GLP (miles tep)	OTROS (miles tep)	TOTAL HC (miles tep)	ELECTRICIDAD (miles tep)	BIOMASA (miles tep)	TOTAL (miles tep)	TOTAL HC (%total)	ELECTRICIDAD (%total)	BIOMASA (%total)
2003	1.158	225	873	89	89	37	1.314	396	2.270	3.980	33,0	9,9	57,0
2004	1.193	233	946	95	94	39	1.407	431	2.289	4.126	34,1	10,4	55,5
2005	1.213	238	988	99	97	40	1.461	451	2.299	4.212	34,7	10,7	54,6
2006	1.234	242	1.030	103	99	41	1.516	472	2.310	4.299	35,3	11,0	53,7
2007	1.255	247	1.074	106	102	42	1.572	494	2.321	4.387	35,8	11,3	52,9
2008	1.276	252	1.118	110	105	43	1.629	515	2.333	4.477	36,4	11,5	52,1
2009	1.298	257	1.163	114	108	45	1.687	537	2.344	4.568	36,9	11,8	51,3
2010	1.320	262	1.209	119	111	46	1.746	560	2.356	4.661	37,4	12,0	50,5
2011	1.342	267	1.255	123	114	47	1.806	583	2.368	4.756	38,0	12,3	49,8
2012	1.365	272	1.303	127	117	48	1.867	606	2.380	4.852	38,5	12,5	49,0
2013	1.388	277	1.351	131	120	49	1.929	629	2.392	4.950	39,0	12,7	48,3

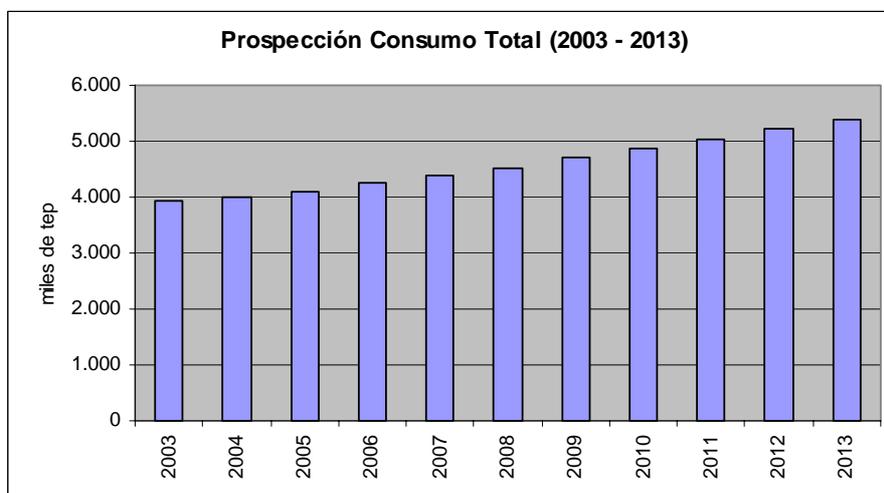
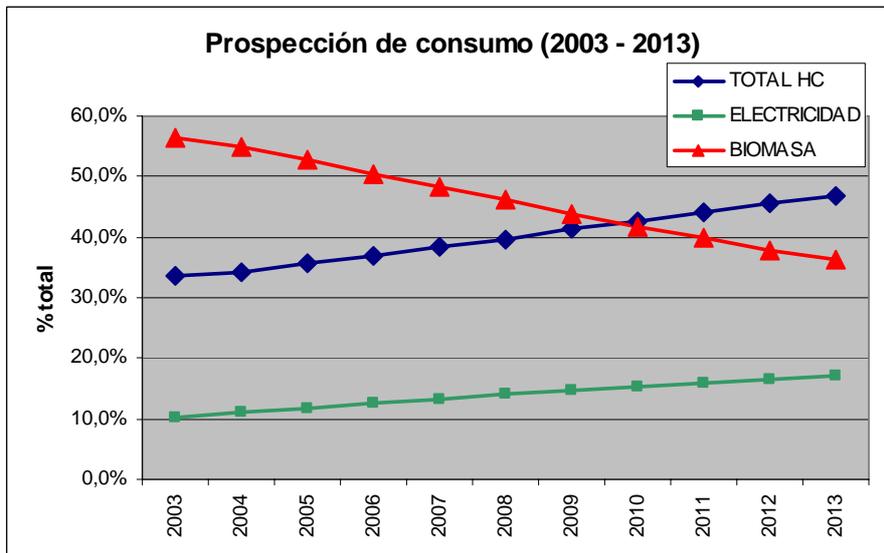
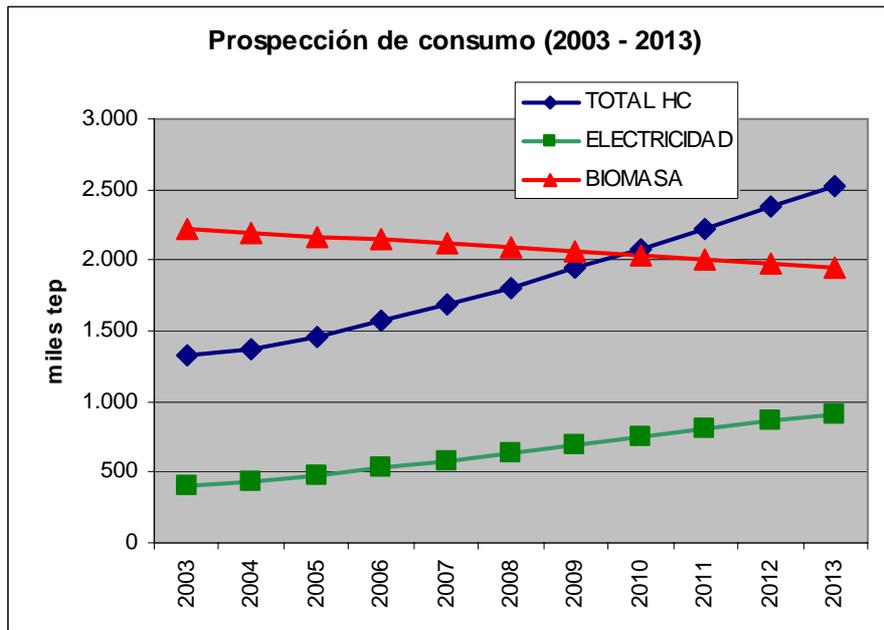




**CONSUMO DE ENERGÍA (2003 – 2013). E2 (en unidades equivalentes)**

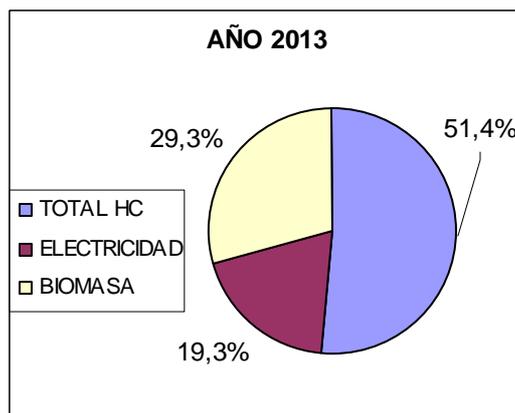
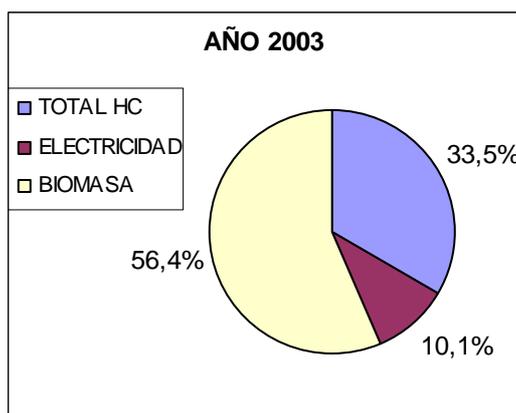
Año	PIB (miles millones Gs)	GASOLINA (miles tep)	GASÓLEO (miles tep)	FUEL-OIL (miles tep)	GLP (miles tep)	OTROS (miles tep)	TOTAL HC (miles tep)	ELECTRICIDAD (miles tep)	BIOMASA (miles tep)	TOTAL (miles tep)	TOTAL HC (%total)	ELECTRICIDAD (%total)	BIOMASA (%total)
2003	1.158	223	882	88	90	37	1.320	400	2.225	3.945	33,5%	10,1%	56,4%
2004	1.193	229	916	93	96	39	1.373	439	2.197	4.009	34,2%	11,0%	54,8%
2005	1.229	234	987	99	102	41	1.462	481	2.169	4.113	35,6%	11,7%	52,7%
2006	1.272	241	1.073	105	108	43	1.570	531	2.144	4.246	37,0%	12,5%	50,5%
2007	1.316	248	1.160	112	116	46	1.682	584	2.118	4.384	38,4%	13,3%	48,3%
2008	1.362	255	1.251	119	123	48	1.796	639	2.093	4.528	39,7%	14,1%	46,2%
2009	1.410	262	1.374	126	131	51	1.944	697	2.067	4.708	41,3%	14,8%	43,9%
2010	1.452	268	1.490	132	139	53	2.081	750	2.038	4.869	42,7%	15,4%	41,8%
2011	1.496	274	1.613	138	146	55	2.226	805	2.008	5.039	44,2%	16,0%	39,8%
2012	1.541	280	1.742	144	154	58	2.377	863	1.978	5.218	45,6%	16,5%	37,9%
2013	1.587	290	1.861	151	161	60	2.523	914	1.948	5.385	46,9%	17,0%	36,2%

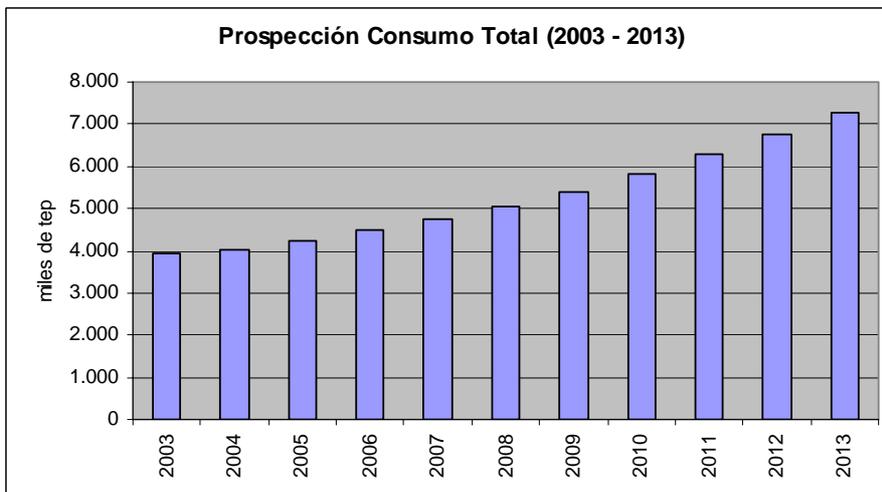
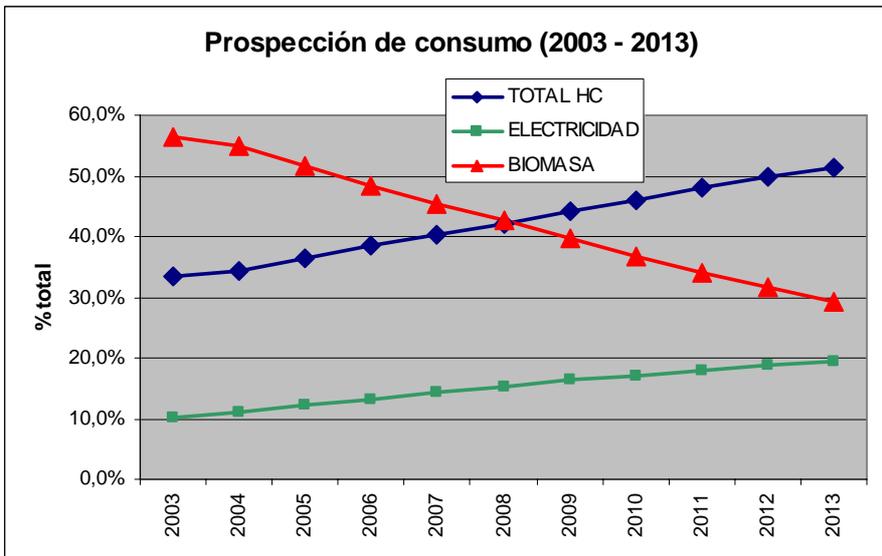
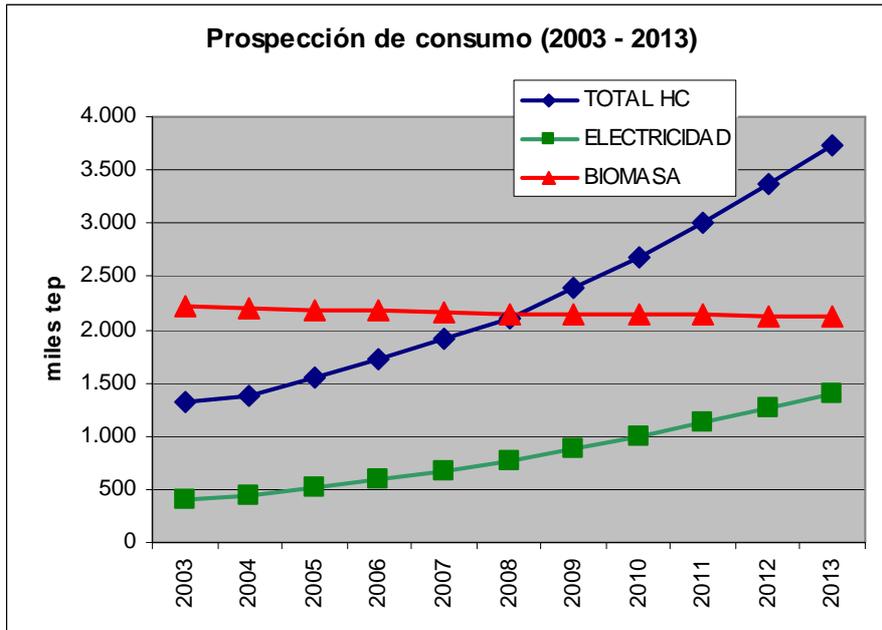




**CONSUMO DE ENERGÍA (2003 – 2013). E3 (en unidades equivalentes)**

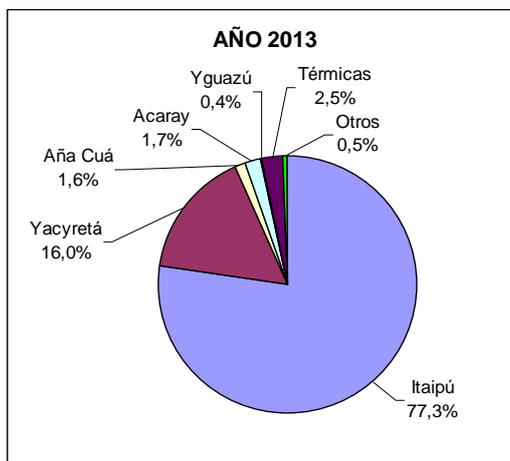
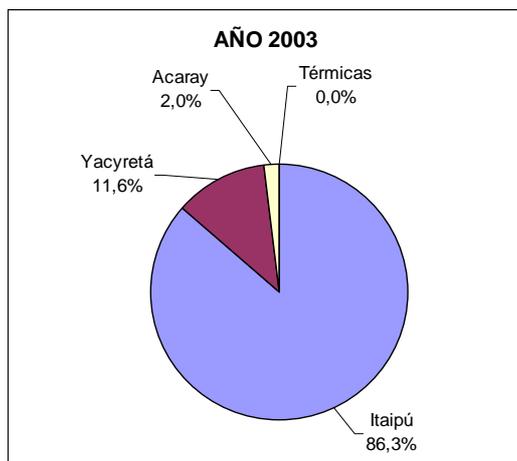
Año	PIB (miles millones Gs)	GASOLINA (miles tep)	GASÓLEO (miles tep)	FUEL-OIL (miles tep)	GLP (miles tep)	OTROS (miles tep)	TOTAL HC (miles tep)	ELECTRICIDAD (miles tep)	BIOMASA (miles tep)	TOTAL (miles tep)	TOTAL HC (%total)	ELECTRICIDAD (%total)	BIOMASA (%total)
2003	1.158	223	882	88	90	37	1.320	400	2.225	3.945	33,5%	10,1%	56,4%
2004	1.193	229	916	93	96	39	1.373	439	2.197	4.009	34,2%	11,0%	54,8%
2005	1.260	241	1.050	104	106	43	1.543	514	2.185	4.241	36,4%	12,1%	51,5%
2006	1.330	254	1.190	116	117	46	1.722	593	2.172	4.488	38,4%	13,2%	48,4%
2007	1.405	267	1.338	128	128	50	1.911	678	2.161	4.750	40,2%	14,3%	45,5%
2008	1.484	281	1.493	140	140	54	2.109	770	2.149	5.028	41,9%	15,3%	42,7%
2009	1.578	297	1.718	155	155	60	2.385	880	2.143	5.409	44,1%	16,3%	39,6%
2010	1.679	315	1.963	171	171	65	2.685	999	2.138	5.823	46,1%	17,2%	36,7%
2011	1.787	334	2.231	187	188	71	3.011	1.128	2.134	6.272	48,0%	18,0%	34,0%
2012	1.901	353	2.523	204	207	77	3.364	1.266	2.130	6.760	49,8%	18,7%	31,5%
2013	2.023	378	2.816	224	224	83	3.726	1.402	2.127	7.255	51,4%	19,3%	29,3%

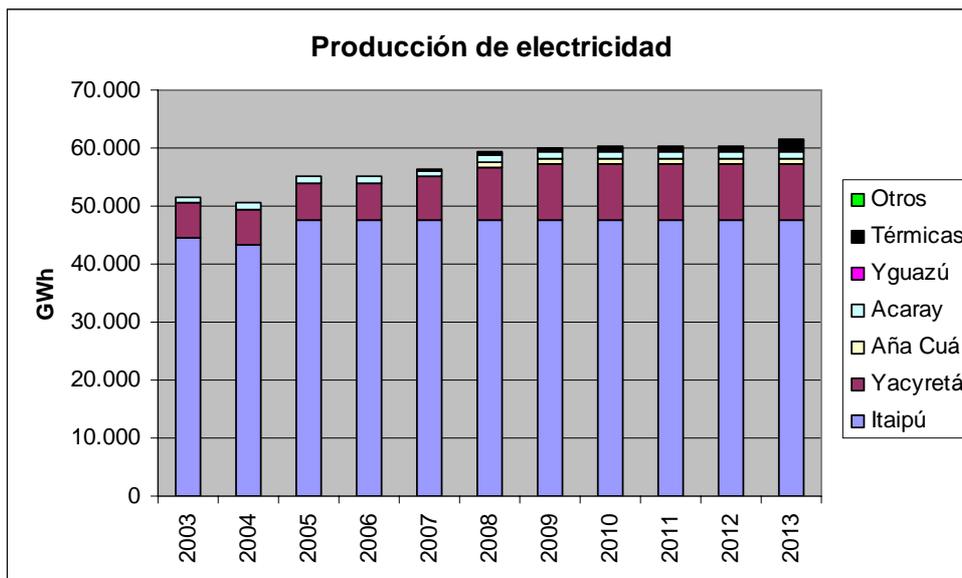




**PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (2003 – 2013) (en unidades físicas)**

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (GWh)											
Año	Itaipú	Yacyretá	Aña Cuá	Acaray	Yguazú	Térmicas	Biomasa	Eólica	Solar fotovoltaica	Minihidráulica	Total
2003	44.575,5	6.016,0		1.049,4		0,5					51.641,4
2004	43.480,2	5.995,5		1.049,4		0,5					50.525,6
2005	47.500,0	6.468,5		1.049,4		0,5					55.018,4
2006	47.500,0	6.468,5		1.049,4		0,5					55.018,4
2007	47.500,0	7.589,5		1.049,4		325,5					56.464,4
2008	47.500,0	9.256,5	895,0	1.049,4	190,0	350,5	75,0	36,0	0,0	22,5	59.374,9
2009	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	75,0	36,0	0,0	22,5	60.071,4
2010	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	112,5	72,0	0,1	45,0	60.167,5
2011	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	112,5	72,0	0,1	45,0	60.167,5
2012	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	350,5	112,5	72,0	0,1	45,0	60.167,5
2013	47.500,0	9.841,0	957,0	1.049,4	240,0	1550,5	150,0	108,0	0,1	67,5	61.463,5



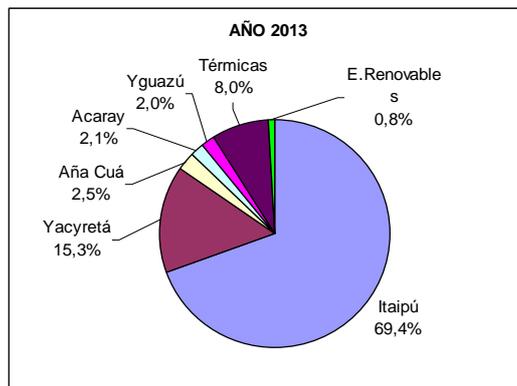
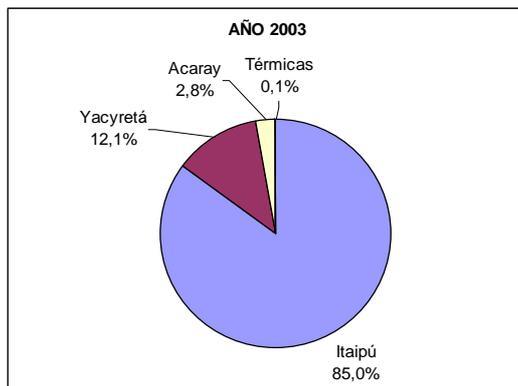


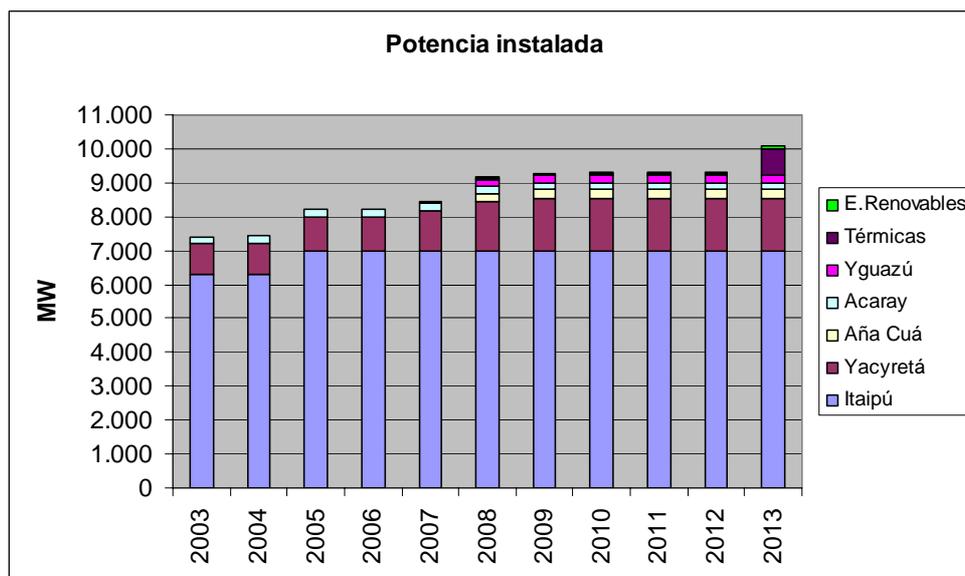
**PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (2003 - 2013) (en unidades equivalentes)**

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (miles tep)											
Año	Itaipú	Yacyretá	Aña Cuá	Acaray	Yguazú	Térmicas	Biomasa	Eólica	Solar fotovoltaica	Minihidráulica	Total
2003	3.833	517		90		0,04					4.441
2004	3.739	516		90		0,04					4.345
2005	4.085	556		90		0,04					4.732
2006	4.085	556		90		0,04					4.732
2007	4.085	653		90		27,99					4.856
2008	4.085	796	77	90	16	30,14	95	3	0,00	2	5.194
2009	4.085	846	82	90	21	30,14	95	3	0,00	2	5.254
2010	4.085	846	82	90	21	30,14	142	6	0,01	4	5.306
2011	4.085	846	82	90	21	30,14	142	6	0,01	4	5.306
2012	4.085	846	82	90	21	30,14	142	6	0,01	4	5.306
2013	4.085	846	82	90	21	133,34	189	9	0,01	6	5.462

**POTENCIA INSTALADA (2003 – 2013)**

POTENCIA INSTALADA (MW)													
Año	Itaipú	Yacyretá	Aña Cuá	Acaray	Yguazú	Térmicas	Energías Renovables						Total
							Biomasa	Eólica	Solar fotovoltaica	Minihidráulica	Solar térmica	SubTotal	
2003	6.300,0	900,0		210,0		6,1							7.416,1
2004	6.300,0	919,4		210,0		6,1							7.435,5
2005	7.000,0	995,8		210,0		6,1							8.211,9
2006	7.000,0	995,8		210,0		6,1							8.211,9
2007	7.000,0	1.176,7		210,0		56,1							8.442,8
2008	7.000,0	1.445,7	233,8	210,0	200,0	56,1	10,0	15,0	0,020	5,0	0,0	30,0	9.175,6
2009	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	10,0	15,0	0,020	5,0	0,0	30,0	9.286,1
2010	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	15,0	30,0	0,040	10,0	0,0	55,0	9.311,1
2011	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	15,0	30,0	0,040	10,0	0,0	55,0	9.311,1
2012	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	56,1	15,0	30,0	0,040	10,0	0,0	55,0	9.311,1
2013	7.000,0	1.540,0	250,0	210,0	200,0	806,1	20,0	45,0	0,040	15,0	0,0	80,0	10.086,1





## **CAPÍTULO IX EL PLAN ESTRATÉGICO DEL SECTOR ENERGÉTICO (PESE)**

### **ÍNDICE**

<b>IX.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>IX.2. DIAGNÓSTICO, INCERTIDUMBRES, FORTALEZAS Y DEBILIDADES .....</b>	<b>3</b>
<b>IX.3. HACIA UN NUEVO SECTOR ENERGÉTICO. LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS .....</b>	<b>8</b>
IX.3.1. MISIÓN Y VISIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO .....	8
IX.3.2. LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DEL PESE Y GRANDES LÍNEAS DE ACTUACIÓN .....	10
<b>IX.4. LAS MEDIDAS DEL PLAN ESTRATÉGICO .....</b>	<b>14</b>
IX.4.1. INTEGRACIÓN DE COMPETENCIAS ENERGÉTICAS, AUTONOMÍA Y COORDINACIÓN INSTITUCIONAL .....	17
IX.4.2. FISCALIZACIÓN DEL ADECUADO FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ENERGÉTICO .....	24
IX.4.3. MODERNIZACIÓN/LIBERIZACIÓN DEL SECTOR DEL PETRÓLEO .....	28
IX.4.4. DESARROLLO DEL GAS NATURAL .....	51
IX.4.5. MODERNIZACIÓN DEL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD .....	60
IX.4.6. INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES .....	72
IX.4.7. ASISTENCIA TÉCNICA .....	86
<b>IX.5. SÍNTESIS DE LAS INVERSIONES PREVISTAS EN EL PLAN ESTRATÉGICO. CRONOGRAMA .....</b>	<b>90</b>

## IX.1. INTRODUCCIÓN

En el análisis de los aspectos socioeconómicos del Paraguay y del entorno económico regional (América Latina, MERCOSUR) y mundial se ha puesto de manifiesto la persistencia de numerosas incertidumbres y de elementos retardadores del crecimiento económico.

La ruptura de los círculos viciosos que atenazan la economía del Paraguay es una tarea prioritaria para neutralizar la tendencia hacia la pobreza: pérdida grave de renta per. capita con todo lo que ello supone para el bienestar de los ciudadanos, para la capacidad de generar ahorro que, a su vez, haga posible la movilización de un volumen de inversión nacional en infraestructuras, ampliación y modernización de actividades industriales, etc.

Las bases de ese “cambio de rumbo” de la economía paraguaya pasan necesariamente por dotar al país de instituciones que confieran estabilidad política y de crear un **marco reglamentario** que introduzca transparencia, seguridad y estabilidad en el tiempo. Sólo eliminando incertidumbres políticas y regulatorias puede el Paraguay afrontar un futuro en el que no solo intervengan con plena seguridad los agentes nacionales sino también los inversores extranjeros.

Pero lo anterior, con ser necesario, no es suficiente. Paraguay debe llevar a cabo, además, un conjunto de **políticas activas de desarrollo** socioeconómico que hagan posible la consecución de tasas de crecimiento del PIB superiores a las del pasado y de que este avance sea producto de un desarrollo más **equilibrado** y más **sostenible**. Sólo así, Paraguay puede invertir el signo de su economía y encontrar la senda de un **crecimiento socioeconómico duradero**.

Y es únicamente en un contexto de políticas activas de desarrollo socioeconómico que se justifica la puesta en marcha de una **política energética** que prepare el sector de la energía para hacer frente a los crecientes requerimientos energéticos, tanto en cantidad como en calidad, originados por las anteriores políticas socioeconómicas.

El sector de la energía debe, por tanto, poner a punto un **Plan Estratégico** que le permita dar **respuestas adecuadas** a las crecientes necesidades energéticas del Paraguay. Y esto último debe hacerlo en condiciones de seguridad, calidad y competitividad razonables. También de **manera realista**, teniendo en cuenta las limitaciones económicas, financieras y energéticas del Paraguay, así como las incertidumbres y riesgos energéticos que plantean los **entornos regionales** (MERCOSUR) y **mundial** y las fortalezas y debilidades identificadas en el sector energético del Paraguay.

## **IX.2. DIAGNÓSTICO, INCERTIDUMBRES, FORTALEZAS Y DEBILIDADES**

El análisis realizado del balance de energía del Paraguay y del funcionamiento de los distintos sectores de la energía, así como de la situación energética mundial y regional, ha permitido poner de manifiesto un conjunto de incertidumbres y de **problemas** que es necesario solucionar si se quiere obtener un sistema energético moderno, flexible y capaz de dar respuestas adecuadas a los requerimientos de la economía nacional.

Las respuestas a los problemas pasan necesariamente por la búsqueda de soluciones razonables y, sobre todo, por el reforzamiento de las **fortalezas energéticas** del Paraguay. Ambos tipos de actuaciones deben llevarse a cabo de **manera integral** de tal manera que se refuercen: de nada sirve apostar por la modernización eléctrica del Paraguay si, en paralelo, no se acometen las acciones de mejora/ampliación de las infraestructuras de transporte y distribución.

Entre las incertidumbres detectadas en nuestros análisis de la situación energética mundial, regional (MERCOSUR) y nacional merecen destacarse las siguientes:

- De carácter **internacional**:
  - La inestabilidad en países de la OPEP, principalmente en Irak, Nigeria y Venezuela. La última guerra en Irak y la situación de “conflicto vivo continuado” que prevalece en este país está afectando a la estabilidad en esa región (Oriente Medio).
  - La creciente participación de la OPEP en la producción mundial de petróleo que continuará (y se acelerará) en los próximos años conforme vaya retrocediendo la producción de países no miembros (Federación Rusa, México, Reino Unido, etc.) conducirá hacia un mayor control de esa producción por parte del cártel.
  - La revisión a la baja de las reservas contabilizadas por ciertas multinacionales del petróleo
  - Y, en gran medida, como consecuencia de todo lo anterior, la elevada volatilidad del precio del petróleo que hace prácticamente impredecible su evolución futura, aunque todo apunta a niveles bastante más altos que los registrados en la década de los noventa.
- De carácter **regional (MERCOSUR)**:
  - La situación de la política energética de Bolivia, sometida a la presión de instituciones sociales y sindicales que la hacen imprevisible y, por tanto, insegura.

- La crisis que ha afectado a Argentina también ha puesto de manifiesto la significativa debilidad energética que sufre, no sólo este país, sino también MERCOSUR, al ser Argentina un suministrador de gas y de petróleo al resto de países de la región, siendo Uruguay y Chile los más afectados por el recorte de suministro de gas natural.
- De carácter **nacional**:
  - El futuro incierto de Yacyretá, provocado por la extrema gravedad económico-financiera de esta empresa binacional.
  - El reciente verdadero interés mostrado por la búsqueda de petróleo y gas en el Chaco paraguayo impone una cierta dosis de prudencia sobre la opción gasista del Paraguay. Aunque esta opción se presenta, conforme avanzan las exploraciones, cada vez más clara, su volumen e importación dependerán no sólo de las condiciones técnico-económicas de la extracción, sino también del mercado potencial.

Recordemos las principales **debilidades energéticas** detectadas:

- De carácter **general/institucional**:
  - Un **marco regulatorio** obsoleto, disperso, sin transparencia e inadecuado a los puestos en marcha en el resto de países del MERCOSUR.
  - Una elevada **dispersión de competencias** institucionales en los temas energéticos que introduce una significativa descoordinación y falta de coherencia (incluso de contradicciones) en las actuaciones energéticas.
- De **carácter sectorial**:
  - **Hidrocarburos**:
    - Total dependencia externa y ausencia actual de recursos autóctonos.
    - Práctica inexistencia hasta principios del 2004 de la actividad de **exploración**.
    - Una **organización empresarial** inadecuada, con la existencia “privilegiada” de la empresa pública Petropar.
    - Una empresa pública (Petropar), utilizada por el Gobierno como instrumento de una política de precios bajos, por debajo del coste de adquisición, afectando básicamente al gasoil, principal producto petrolífero consumido en el Paraguay.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Esta política ha cambiado en el bienio 2003-2004, habiéndose realizado un importante esfuerzo de corrección de los niveles de precios del gasoil cuyo consumo, recordemos, supone aproximadamente el 67% del total de

- Una empresa pública (Petropar) que, como resultado de lo anterior<sup>2</sup>, ha registrado unas pérdidas continuas de explotación, lo que ha supuesto no solo una creciente **descapitalización**, sino también un cierto **abandono** de otras responsabilidades de esta empresa como el mantenimiento/mejora de **infraestructuras** de refino, de almacenamiento y transporte y de la de impulsar la actividad de exploración.
- En cuanto al gas natural, su mayor debilidad es su ausencia de consumo, lo que implica una inexistencia total de infraestructuras.
- **Electricidad:**
  - Una organización empresarial con una sola empresa pública (ANDE) con **monopolio** en todas las fases (generación, transporte y distribución).<sup>3</sup>
  - En ocasiones, **política de precios** por debajo del coste total del servicio eléctrico, lo que ha conducido a la ANDE a registrar pérdidas de explotación mermando de manera notable su capacidad de generar cash-flow suficiente para afrontar inversiones en mejora/ampliación de infraestructuras eléctricas.
  - Lo anterior explica las deficiencias detectadas en la **infraestructura** de transporte y distribución en las que se registran altas pérdidas e insuficiente cobertura geográfica/demográfica.
  - La insuficiente **cobertura** no sólo se explica por los problemas económico-financieros de la ANDE, sino también por el alto coste de la inversión (probablemente irrecuperable) que supone hacer llegar la electricidad a ciertas zonas del Paraguay.<sup>4</sup>
  - Una baja **penetración de la electricidad** en todos los sectores de la economía con todo lo que ello significa:
    - Modernización de procesos productivos.
    - Utilización de energías (biomasa) ineficientes (con baja productividad energética) y con impacto medioambiental negativo (deforestación).
    - Infratilización de un recurso energético con ventajas comparativas claras respecto a países del MERCOSUR.

---

derivados del petróleo.

<sup>2</sup> A lo que cabría añadir los problemas de corrupción/escándalos que han afectado (puestos de manifiesto por los medios de comunicación) a Petropar.

<sup>3</sup> La existencia de CLYFSA anterior incluso a la de la ANDE y la de Empresas Distribuidoras Menonitas del Chaco Central en la fase de distribución no deja de ser una anécdota.

<sup>4</sup> Como veremos más adelante (energías renovables), este tipo de problemas requieren **soluciones específicas** que complementen las actuaciones previstas en el sector eléctrico.

- Unas **Empresas Binacionales** con estatutos de autonomía que prácticamente las hace funcionar como entidades no necesariamente comprometidas con la política energética del país.
- Una empresa Binacional, **Yacyretá**, inacabada, con grandes problemas financieros (deuda cercana a 10.000 millones de dólares) que la hacen, en las condiciones actuales, inviable. Solamente Argentina, espoleada además por su crisis energética, puede aportar una salida: acabar la obra (elevación de cota) y hacerla viable a través de una solución razonable de la deuda.<sup>5</sup>
- **Biomasa:**
  - Una elevada penetración de esta energía en consumo final con impacto negativo, ya mencionado, sobre la productividad energética, la modernización de procesos de producción industrial y el medio ambiente (deforestación).
- **Energías renovables:**
  - Insuficiente conocimiento del **potencial** de energías renovables del Paraguay.
  - Nula penetración de estas energías (no incluida la hidráulica).
  - A pesar de los avances tecnológicos las **inversiones** de energías renovables continúan siendo **caras**.
  - Lo anterior, implica la búsqueda de **financiación exterior** (dados los limitados recursos financieros del Paraguay) que haga viable la instalación de ciertos sistemas de energías renovables (eólica, fotovoltaica, minihidráulicas) en zonas actualmente sin abastecimiento eléctrico.

Entre las fortalezas del sistema energético del Paraguay es necesario citar las siguientes:

- El elevado **margen de cobertura** de las necesidades eléctricas del país, lo que le permite ser exportador neto de electricidad, siendo esta actividad una de las principales fuentes de entrada de divisas.
- La **especialización hidráulica** del Paraguay que le confiere ventajas comparativas respecto al resto de países del MERCOSUR.<sup>6</sup>
- El **potencial de hidrocarburos** (petróleo y gas natural) localizado en el Chaco y que ha despertado un interés creciente por parte de varias empresas extranjeras.

---

<sup>5</sup> Incluso la finalización de las obras que permitirían casi doblar la actual producción (en torno a 12.000 GWh) **no haría viable** Yacyretá con una deuda de 10.000 millones de dólares.

<sup>6</sup> Estas ventajas comparativas se consolidarán cuando la central de Itaipú está totalmente amortizada.

- El potencial de **energías renovables**, sobre todo minihidráulicas, biocarburantes y solar. Este potencial otorga a Paraguay la posibilidad de atraer recursos previstos en el Protocolo de Kyoto (MDL) para financiar un plan de energías renovables.

## IX.3. HACIA UN NUEVO SECTOR ENERGÉTICO. LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

### IX.3.1. MISIÓN Y VISIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO

La **misión** del Plan Estratégico del sector energético (PESE) consiste en dar una respuesta adecuada a las necesidades energéticas del Paraguay que le permita como objetivo último mejorar las condiciones socioeconómicas de todos los agentes (familias y empresas). En la consecución de este objetivo, la energía, bien como factor de la producción en la industria, el transporte y otras actividades económicas, o bien como producto final de consumo en las familias, debe jugar un papel básico en los procesos de mejora/modernización industrial y de otras actividades económicas, así como en el esfuerzo de obtención de mayores niveles de bienestar social.

Hay que subrayar, además, que los principios en los que se debe basar una respuesta energética adecuada se resume en los siguientes términos:

- **Seguridad y calidad** en el abastecimiento, lo que implica potenciar recursos autóctonos y diversificar fuentes de energía y su origen geográfico (en el caso de “energías dependientes del exterior”).
- **Competitividad** del sistema energético, lo que implica un “mix” de energías en el que predominen aquellas que otorguen ventajas comparativas tanto desde el punto de vista económico como medioambiental.
- Como acabamos de señalar, un sistema energético debe ser **sostenible**; es decir, respetuoso con el **medio ambiente**<sup>7</sup>.y eficaz para obtener un mayor desarrollo económico.
- Por último, un aspecto importante del Plan es la necesaria adaptación del sector energético del Paraguay de tal manera que le permita **integrarse** de la forma más eficaz en MERCOSUR. En este sentido la misión del Plan consiste, además, en la obtención de una **homologación/integración** regional del sector energético del Paraguay.

Así pues, los principios básicos que integran la misión del Plan conducen a diseñar un sector de la energía con una **visión** en la que deben prevalecer las siguientes características:

---

<sup>7</sup> Esto plantea la necesidad de coordinar las políticas energéticas y medioambientales de tal forma que esta última no se convierta en un cuello de botella para la puesta a punto de un sistema energético diversificado, moderno y eficaz.

- Sector especializado en recursos endógenos hidráulicos.
- Sector abierto a la incorporación de nuevos recursos autóctonos como el gas natural y el petróleo. También a la incorporación de energías renovables con mayor potencial de desarrollo.
- Sector con tendencia decreciente a la utilización de la biomasa en consumo final como producto de la penetración de otras energías tales como los GLP, la electricidad y, al final del periodo (2013), probablemente también por el inicio de la utilización del gas natural. Este proceso de sustitución interenergética (biomasa por otras energías) no sólo responde al apoyo procedente de la propia política energética, sino también al esfuerzo de modernización de la economía que debe emprender Paraguay para conseguir un mayor desarrollo social y económico.
- Sector moderno desde el punto de vista regulatorio, caracterizado por un elevado nivel de apertura tanto en el sector eléctrico como en el de hidrocarburos. Se trata, en definitiva, de instaurar un proceso regulatorio que culmine con la puesta a punto de un sistema energético preparado para una mayor integración regional (MERCOSUR).
- Un sector moderno no sólo desde el punto de vista regulatorio, sino también empresarial. Lo anterior implica un apoyo decidido a las empresas energéticas nacionales con mayores posibilidades de convertirlas en empresas fuertes, competitivas y financieramente saneadas. Este planteamiento también requerirá “profundas operaciones quirúrgicas” en algunas empresas energéticas con el fin de dotarlas de una razonable viabilidad técnica, económica y financiera cara al futuro.
- Sector coherentemente integrado desde el punto de vista institucional en el que se concentren todas las competencias/actividades energéticas actualmente dispersas en diversos organismos/ministerios.
- Sector con un marco regulatorio claro y transparente que, junto con las anteriores actuaciones, otorgarán una elevada seguridad jurídica y permitirán una integración en MERCOSUR progresiva y no traumática.

Es decir, una **visión del sistema energético** del Paraguay:

- Con presencia de **nuevos recursos autóctonos**: hidrocarburos y energías renovables, lo que implica:
  - Mayor diversificación energética.
  - Y, por tanto, mayor seguridad/calidad del abastecimiento.
  - También la puesta a punto, de manera más eficaz y equilibrada, de una política de sustitución interenergética.

- Con **empresas energéticas saneadas** y preparadas técnica y financieramente para competir en un entorno más amplio/regional. Lo que implica:
  - Abrir un proceso de apoyo y saneamiento de las más capaces.
  - Iniciar un proceso “quirúrgico” profundo en ciertas empresas que le otorguen una viabilidad razonable.
- Con un **marco regulatorio** que propicie:
  - Mayor coherencia institucional.
  - Mayor seguridad jurídica.
  - Mayores facilidades para el desarrollo de nuevas energías (hidrocarburos y renovables) dando cauces razonables/serios para la entrada de empresas extranjeras.
  - Posibilidad de adaptación e integración progresiva/no traumática en MERCOSUR.

### IX.3.2. LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DEL PESE Y GRANDES LÍNEAS DE ACTUACIÓN

La visión de un sistema energético como la que hemos descrito en el punto anterior, nos plantea la necesidad de definir unas metas o unos **objetivos estratégicos** que la convierten en realidad. Obviamente estos objetivos se alinean o se deducen de las características que creemos deben formar parte del nuevo sistema energético del Paraguay.

Lo anterior nos lleva a definir unos objetivos estratégicos que podemos resumir de la siguiente manera:

- **Coherencia/coordinación institucional** como condición “sine qua non” para la consecución del resto de los objetivos.
- **Seguridad y calidad** en el suministro, cuyas principales manifestaciones son la ampliación de la matriz energética (hidrocarburos y energías renovables) y la modernización de los sectores energéticos.
- **Eficiencia y ahorro energético** como objetivo genérico que podría plasmarse a través de los procesos de sustitución interenergética, de la toma de conciencia sobre la necesidad de una utilización racional de la

energía, de la preocupación medioambiental, etc.

- **Extensión de la cobertura energética** como una obligación de hacer llegar, de manera progresiva, la energía a todos, pues como input de la producción es necesaria para el desarrollo económico y como producto final debe formar parte de la “cesta de bienes” que confieren mayor bienestar a las familias.
- **Integración en MERCOSUR** no sólo por razones de obligación impuesta por una previsible política energética común, sino también por razones de racionalidad económica puesto que es el mercado donde deberá competir el sistema energético de Paraguay.
- Pero el alcance de los objetivos anteriores sería puramente “virtual” si no se plantea como necesario un objetivo que les sirva de soporte y que los convierta en realizables. Se trata de la puesta a punto/desarrollo de un **marco regulatorio** adecuado y adaptado a las peculiaridades del Paraguay y en coherencia con los existentes en el resto de países del MERCOSUR.
- Finalmente, aunque no aparece de manera explícita, la preocupación por el **medio ambiente** está implícita a través de los objetivos de seguridad en el abastecimiento y de eficiencia/ahorro energético. Igualmente, las limitaciones medioambientales aparecen en el desarrollo de algunos objetivos a través de actuaciones sobre la biomasa (deforestación), la ampliación/modernización de infraestructuras y la puesta a punto de un plan de energías renovables. Estas energías no sólo disminuyen la necesidad de energías primarias “clásicas” sino también tienen un efecto positivo sobre el medioambiente por las emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>.
- Es decir, el desarrollo de los objetivos estratégicos definidos debe conducir hacia un **sistema energético moderno y sostenible**. La introducción del gas natural en la matriz energética del Paraguay, no sólo como energía para dar respuesta al aumento de la demanda, sino también como sustitutiva de la biomasa, así como la entrada en funcionamiento de sistemas de energías renovables, son dos ejemplos que, indudablemente, reforzarán el carácter sostenible del sistema energético del Paraguay.

Los objetivos estratégicos marcados conducen a la puesta a punto de unas **líneas de actuación** que deberán constituir la base para la definición de las medidas necesarias que hagan posible la consecución de los objetivos estratégicos mencionados.

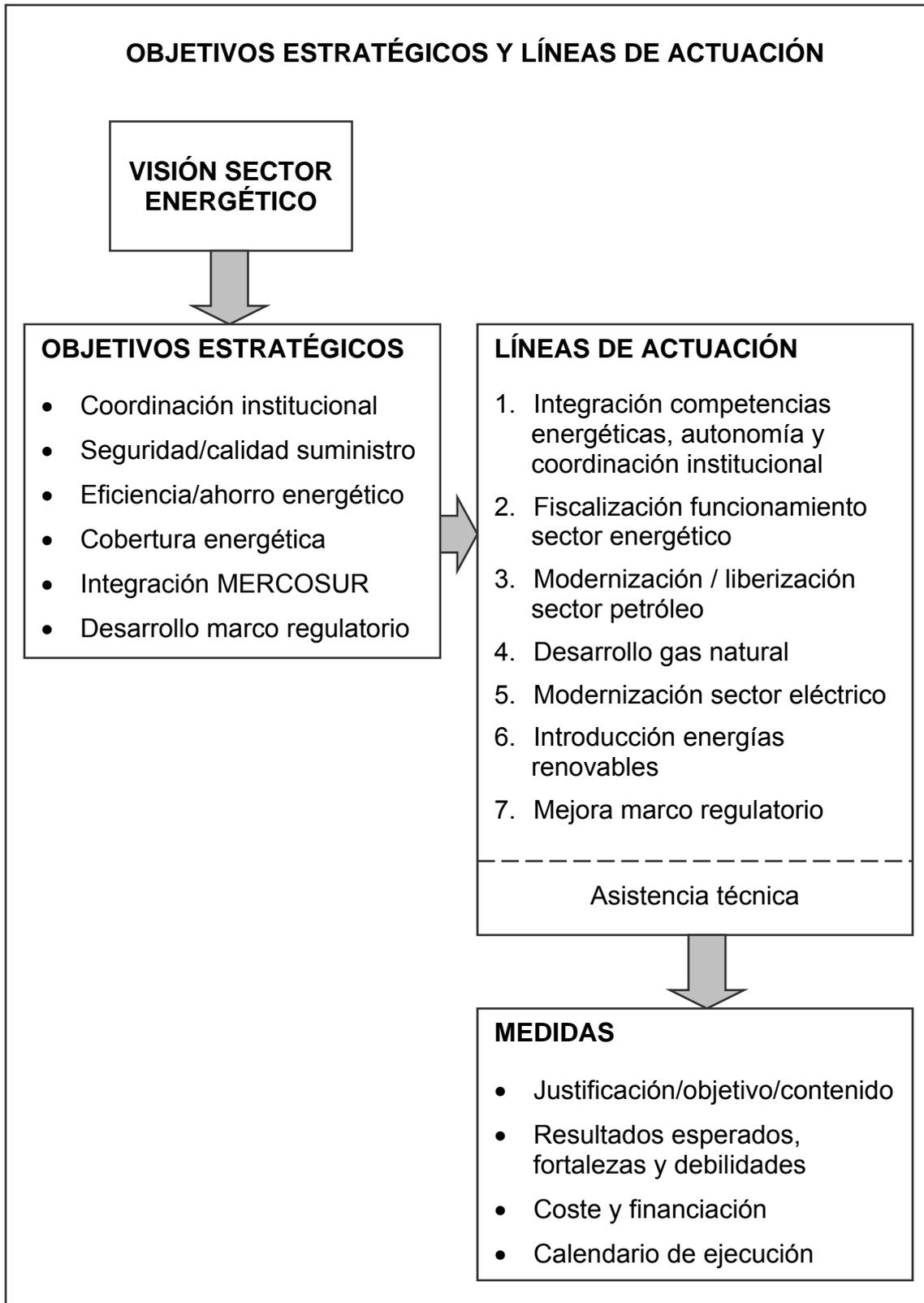
Así pues, se han identificado siete líneas de actuación, a las que se añade una asistencia técnica para facilitar su puesta en funcionamiento y su posterior desarrollo. Como veremos en el apartado siguiente, cada línea de actuación comprende una o varias medidas.

Esas siete líneas de actuación se resumen en los siguientes términos:

<b>Objetivo</b>	<b>Líneas de actuación</b>
1. Coordinación institucional.	1. Integración de competencias energéticas, autonomía y coordinación institucional. 2. Fiscalización del adecuado funcionamiento del sector energético.
2. Seguridad en el suministro.	3. Modernización/liberalización del sector del petróleo. 4. Desarrollo del gas natural. 5. Modernización del sector de la electricidad. 6. Introducción de energías renovables.
3. Eficiencia/ahorro energético.	La obtención de este objetivo se lleva a cabo con las mismas actuaciones previstas para el objetivo seguridad en el suministro.
4. Extensión de la cobertura energética.	Este objetivo se lleva a cabo principalmente a través de las líneas de actuación 5 (modernización del sector eléctrico) y 6 (energías renovables). La introducción del gas natural también facilitará la extensión de la cobertura energética.
5. Desarrollo del marco regulatorio.	7. Mejora del marco regulatorio.
6. Integración en MERCOSUR.	La realización de las actuaciones de carácter institucional, la modernización/desarrollo de los sectores del petróleo, del gas y de la electricidad, la introducción de las energías renovables y, finalmente, la adaptación/mejora del marco regulatorio facilitarán y harán realidad la integración del sector energético del Paraguay en MERCOSUR.

Todas estas líneas de actuación se complementan con la puesta en marcha de una **línea de asistencia técnica**.

En definitiva, desde la visión de un **sector energético moderno y sostenible**, veamos, de manera esquemática, los objetivos estratégicos marcados y las líneas de actuación previstas que hagan posible la realización de estos objetivos.



## IX.4. LAS MEDIDAS DEL PLAN ESTRATÉGICO

Como ya hemos indicado, cada línea de actuación contiene una o varias medidas. En este apartado se plantean, por tanto, un conjunto de medidas, cuya realización permitirá la obtención de los objetivos marcados.

Para cada una de estas medidas el método de trabajo utilizado es el siguiente:

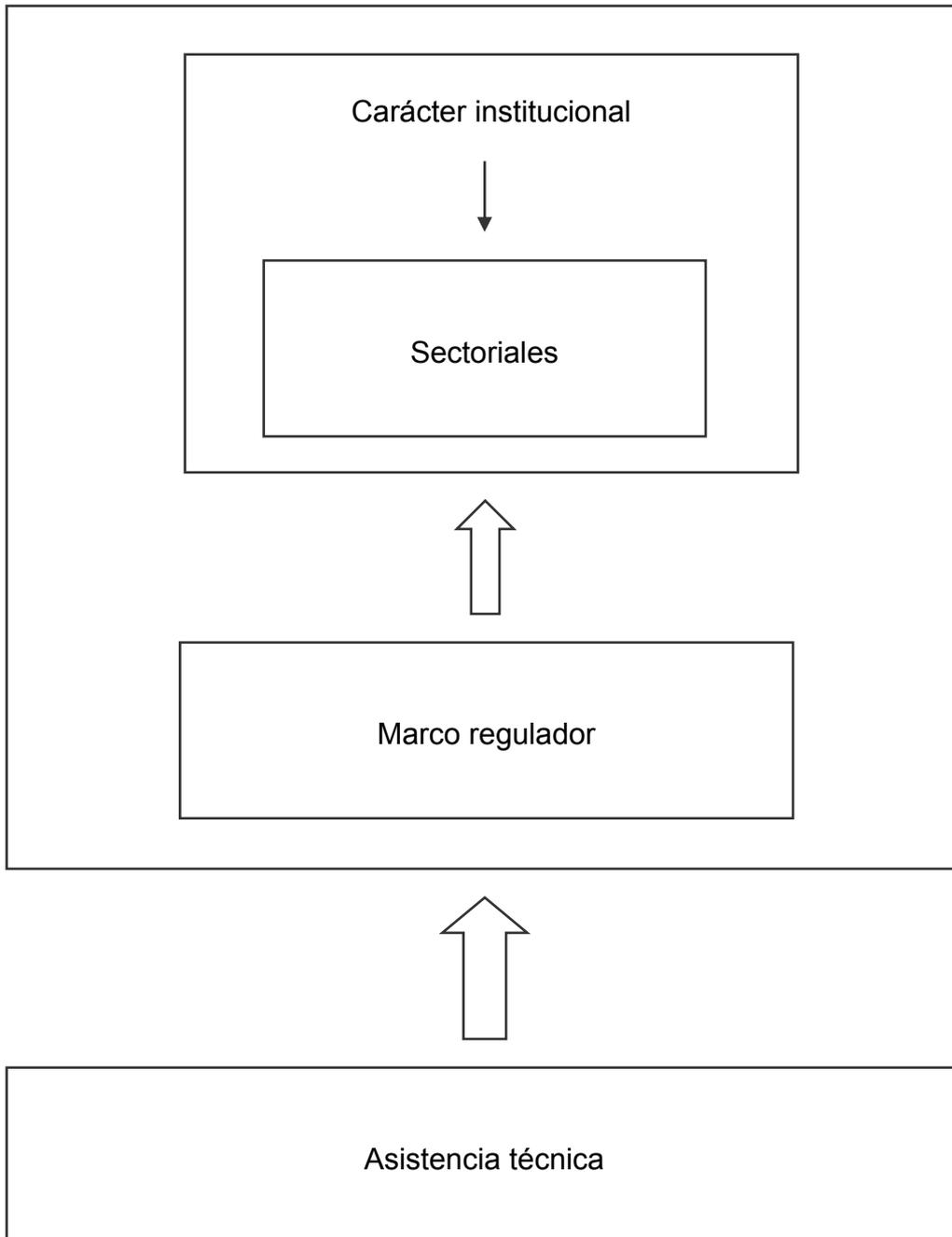
- Análisis de su justificación, objetivo y contenido.
- Aceptada la necesidad de implementar la medida, esta se somete a un análisis DAFO (debilidades, fortalezas) al que se añade un comentario sobre los posibles resultados esperados.
- A continuación la medida se somete a una valoración de su coste y financiación.
- Del análisis de su necesidad también se deduce su nivel de prioridad y, por tanto, su calendario de ejecución.

Todas las medidas consideradas se apoyan las unas en las otras, es decir, no existe un “efecto neutro” sino, antes al contrario, entre estas medidas se da una “cadena de efectos” que amplían los resultados esperados de cada uno de ellos.

No obstante, entre el conjunto de medidas cabe destacar:

- Las que tienen un **efecto global** sobre el resto de medidas. La aplicación es condición “sine qua non” para optimizar el resultado esperado del resto de medidas. Nos referimos a las medidas de carácter institucional
- Medidas con **efecto sectorial**, principalmente las referidas a reorientación empresarial y mejora de las infraestructuras.
- Medidas con **efecto sectorial “ampliado”**, que afectan a varios sectores energéticos, sobre todo aquellas que inducen cambios en los comportamientos y amplían el abanico energético (medidas para mejorar la eficiencia energética; medidas que incentivan y apoyan la actividad de exploración de hidrocarburos y la puesta en marcha de un plan de energías renovables; etc).

En aras a una coherencia adecuada, las medidas se han clasificado siguiendo una **lógica sectorial**. Como ya hemos visto, previamente se han definido un conjunto de líneas de actuación que dan respuesta a los objetivos estratégicos marcados. La realización de cada línea de actuación se lleva a cabo con una o varias medidas. Veamos, por tanto, de manera esquemática como se clasifican las medidas previstas.



## LÍNEAS DE ACTUACIÓN Y MEDIDAS PREVISTAS

Líneas de Actuación	Medidas previstas
1. Integración de competencias energéticas, autonomía y coordinación institucional.	1. Creación del Ministerio/Secretaría Técnica de Energía (STE). 2. Creación de una Comisión Interministerial de Coordinación.
2. Fiscalización del adecuado funcionamiento del sector energético.	Creación del Regulador.
3. Modernización/liberalización sector del petróleo.	3. Apoyo a la exploración de hidrocarburos. 4. Reorientación Petropar y coordinación con la Comisión de Reforzamiento de Petropar. 5. Acompañamiento a la reorientación de Petropar. Refinería de Villa Elisa. 6. Infraestructura. Valoración y diseño de una plan de un plan de inversiones. 7. Liberalización importaciones del gasoil. Acciones de organización del mercado de productos petrolíferos y sistemas de precios. 8. Sensibilización uso racional carburantes.
4. Desarrollo del gas natural.	9. Plan del gas. El papel de COMIGAS. 10. Plan de inversiones en infraestructuras gasistas.
5. Modernización del sector de la electricidad.	11. Plan de infraestructuras. Generación, transporte y distribución. 12. Implicación empresas binacionales en política energética. 13. Política de precios y gestión de la demanda.
6. Introducción de Energías Renovables (ER).	14. Plan de Desarrollo de las Energías Renovables (PDER). 15. Aplicaciones piloto de ER para la producción de electricidad. 16. Aplicaciones piloto para la producción de biodiesel. 17. Asistencia técnica.
7. Desarrollo marco regulatorio. <sup>8</sup>	18. Desarrollo que dé respuesta a objetivos PESE. 19. Normalización con otras legislaciones. 20. Armonización normativa con MERCOSUR.

<sup>8</sup> Para mayor detalle ver a continuación el análisis realizado sobre aspectos jurídicos y el marco regulatorio propuesto.

#### **IX.4.1. INTEGRACIÓN DE COMPETENCIAS ENERGÉTICAS, AUTONOMÍA Y COORDINACIÓN INSTITUCIONAL**

El objetivo de este plan de actuación es unificar todas las competencias energéticas, actualmente dispersas, en un único organismo con el fin de introducir coherencia, racionalidad y transparencia en el sector de la energía.

El plan incluye dos medidas:

- Creación de un Ministerio/Secretaría Técnica de la Energía (STE).
- Y, la creación de una Comisión Interministerial de Coordinación que facilite y optimice la labor del anterior organismo único. Esta medida es, por tanto, una medida que complementa la anterior; es decir, solo se justifica por la existencia de la primera.

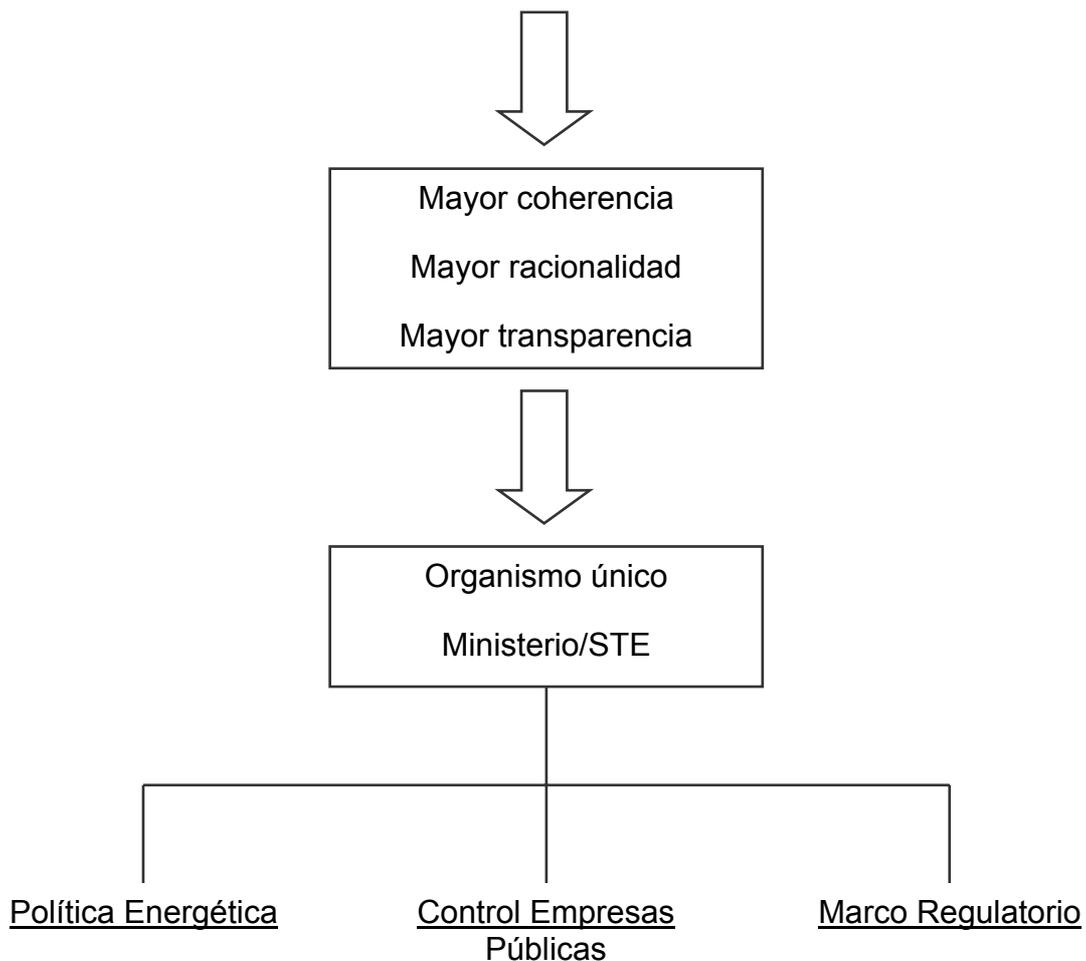
Ambas medidas se constituyen, por tanto, como una especie de “percha” sobre la que se apoyan el resto de medidas. A estas dos medidas también se las puede considerar como el “motor” que hará funcionar el Plan Estratégico.

## MEDIDA 1. CREACIÓN DE UN MINISTERIO O SECRETARÍA TÉCNICA DE ENERGÍA (STE)

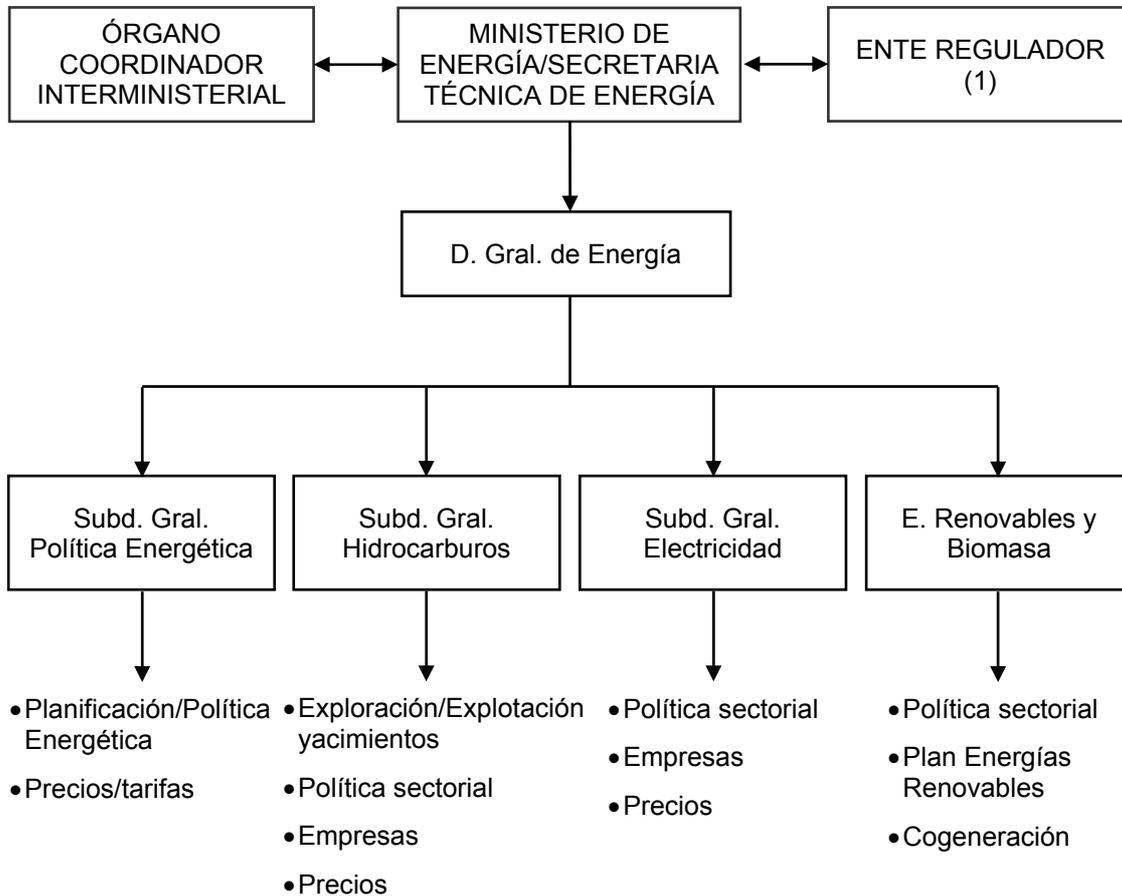
- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesidad de acabar con la actual dispersión institucional del sector energético.
- El **objetivo básico** de esta medida es, por tanto, la creación de un organismo único que concentre todas las competencias energéticas, actualmente dispersas en varios organismos.

Ese organismo (Ministerio o Secretaría Técnica), deberá por tanto, ocuparse de la elaboración y aplicación de la política energética y del control de las actividades de las empresas públicas de la energía (ANDE, Petropar, Itaipú Binacional y Entidad Binacional Yacyretá). También deberá participar en el diseño, aplicación y seguimiento del nuevo marco regulatorio del sector de la energía.

### Medida 1: Creación de un nuevo Ministerio o Secretaría Técnica de Energía



- Una aproximación al **contenido** posible de esta medida es la que se presenta en el siguiente diagrama.



(1) El regulador se incluye en el plan de actuación definido como fiscalización del adecuado funcionamiento del sector. Lo incluimos en este diagrama con el fin de dar una visión integral de los organismos institucionales previstos.

- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: En el diseño, elaboración y aplicación de esta medida predominan ampliamente las **incertidumbres** que **debilitan** de manera acusada su viabilidad y puesta en funcionamiento. Este hecho obliga a todos los agentes implicados a hacer un gran esfuerzo para la puesta en común de intereses, probablemente contrarios, y para la transferencia de competencias a un único organismo.

También nos parece importante señalar que lo que podría ser una debilidad para esta medida, consistente en el hecho de que existan “iniciativas energéticas” fuera de este PESE (Comisión Petropar; proyecto para la puesta de un nuevo marco jurídico, incluida la creación de un regulador, para el sector del petróleo, Comisión de la Energía del Senado;

etc) se convertiría en una fortaleza si se implementa una vía de coordinación de tal forma que las medidas propuestas por esas “iniciativas” enriquezcan el PESE y formen parte de él. El actual Viceministerio de Minas y Energía debería coordinar y hacer compatibles estas “iniciativas” con las previstas en el PESE.

Por el contrario, la situación actual no permite hablar de **fortalezas**, a no ser que se ponga claramente de manifiesto la **voluntad política** para introducir la ya mencionada necesidad de mayor coherencia, coordinación y transparencia.

Es evidente que los **resultados esperados** por la aplicación de esta medida justifican más que sobradamente su puesta en funcionamiento. Entre estos resultados cabría destacar:

- Una política energética “única”.
- Una mayor coordinación energía-economía.
- Una mejora notable de la “imagen” exterior del sector de la energía.
- En el sector sólo existiría un único interlocutor.
- Un seguimiento y control integral del sector de la energía.

<b>Medida 1</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política energética única.</li> <li>• Coordinación energía-economía.</li> <li>• Imagen exterior.</li> <li>• Único interlocutor.</li> <li>• Seguimiento/control integral del sector.</li> </ul>	(1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varios interlocutores.</li> <li>• Conjunción intereses a veces contrarios.</li> <li>• Iniciativa política en marcha fuera de esta visión integral. Necesidad de coordinar e integrar en el PESE.</li> </ul>

(1) Una posible voluntad política clara y decidida sería una fortaleza que compensaría de manera significativa las incertidumbres/debilidades que afectan a esta medida.

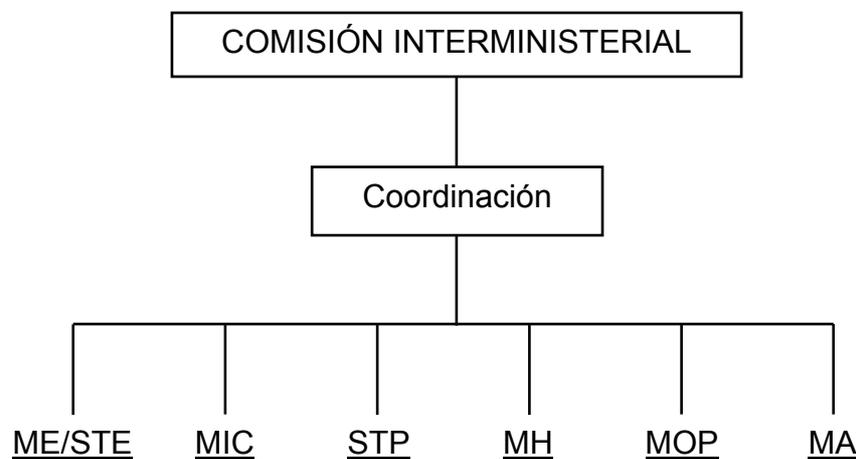
- En teoría, la elaboración y puesta en funcionamiento de esta medida no tiene ningún **coste** financiero.
- El papel básico que juega esta medida en el PESE la convierte en prioritaria, lo que significa que su **calendario de ejecución** no sólo debe

ser inmediato, sino que, además, debería estar en funcionamiento en un periodo no superior a seis meses. Es decir, en Junio - Julio de 2005.

<b>Medida 1: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>		
<b>Coste (miles dólares)</b>	<b>Financiación (miles dólares)</b>	<b>Calendario</b>
----	----	Enero – Julio 2005

## MEDIDA 2. CREACIÓN DE UNA COMISIÓN INTERMINISTERIAL DE COORDINACIÓN

- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesidad de implementar mecanismos de coordinación que optimicen los resultados esperados de la primera medida. Se trata, por tanto, de una medida de acompañamiento y de reforzamiento de la primera.
- El **objetivo básico** de esta medida es la coordinación de la política energética a través de la creación de una Comisión Interministerial en la que participen representantes del nuevo Ministerio/Secretaría Técnica de la Energía, Ministerio de Industria y Comercio (MIC), Ministerio de Hacienda (MH) y Ministerio de Obras Públicas (MOP), así como de la Secretaría Técnica de Planificación (STP) y del Ministerio de Medio Ambiente (MA).



- El **contenido** de esta Comisión deberá centrarse en los siguientes aspectos:
  - Coordinar la política energética y la política industrial.
  - Asesorar en la política de precios energéticos para la industria.
  - Estudiar la viabilidad de lanzamiento de actividades industriales intensivas en electricidad.
  - Compatibilizar la política energética con la política medioambiental con el fin de obtener un sistema energético sostenible.
- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: Al ser esta medida de acompañamiento, sus **fortalezas** y **debilidades** son las mismas que se han identificado para la primera medida. Esta medida potencia, además, los **resultados esperados** de la primera medida, sobre todo en los

siguientes casos:

- Política energética única.
- Coordinación energía-economía a la que también se añade la variable medioambiental.
- Potenciación del efecto positivo sobre la imagen exterior del sector energético del Paraguay.

<b>Medida 2</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política energética única.</li> <li>• Coordinación energía-economía-medio ambiente.</li> <li>• Imagen exterior.</li> </ul>	(1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varios interlocutores.</li> <li>• Conjunción intereses a veces contrarios.</li> <li>• Iniciativa política en marcha fuera del PESE. Necesidad de coordinar e integrar en el PESE.</li> </ul>

(1) Como en el caso de la primera medida, una voluntad política clara y decidida sería una fortaleza que compensaría de manera significativa las incertidumbres/debilidades que afectan a esta medida.

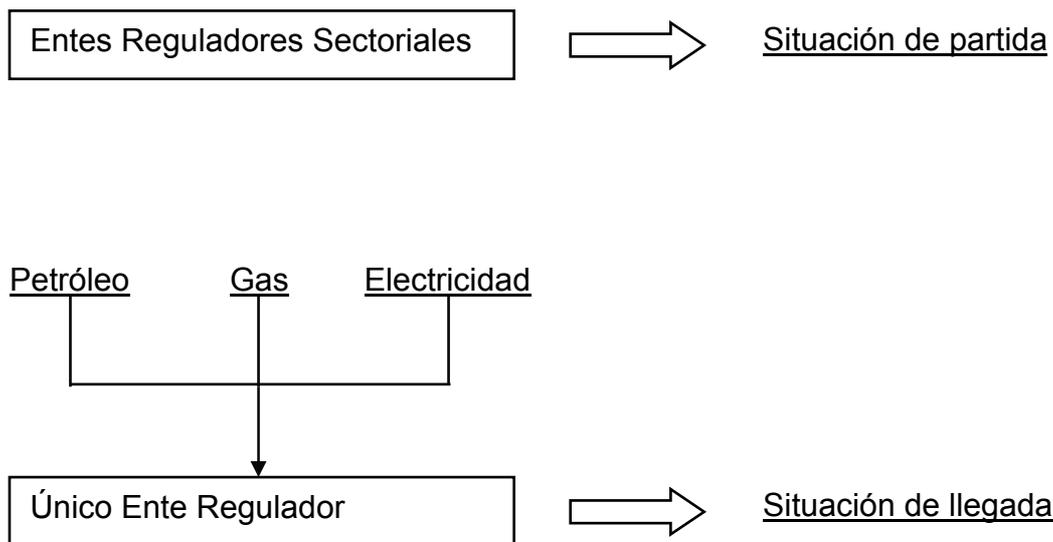
- En teoría, la elaboración y puesta en funcionamiento de esta medida no tiene ningún **coste financiero**.
- El **calendario de ejecución** de esta medida es similar al de la primera, dado su carácter de complementariedad y de acompañamiento.

<b>Medida 2: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>		
<b>Coste (miles dólares)</b>	<b>Financiación (miles dólares)</b>	<b>Calendario</b>
----	----	Enero – Julio 2005

#### IX.4.2. FISCALIZACIÓN DEL ADECUADO FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ENERGÉTICO

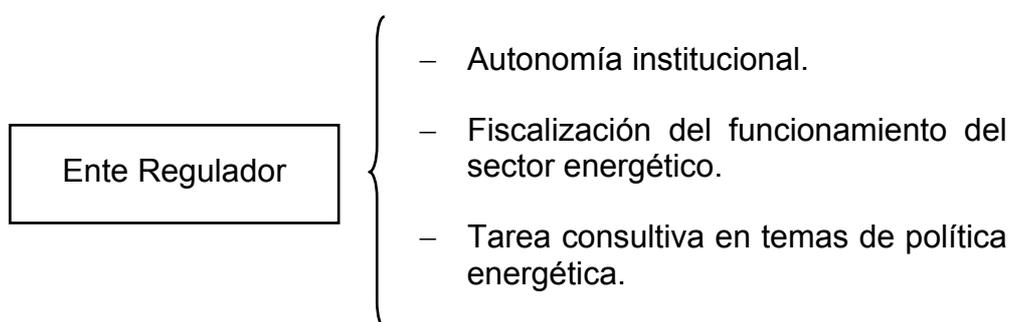
En este plan de actuación se plantea como objetivo la creación de un ente lo suficientemente independiente que permita mantener un seguimiento y control sobre el sector de la energía, en concreto sobre el correcto funcionamiento de las medidas regulatorias, así como sobre el comportamiento de todos los agentes implicados, de tal manera que se eviten prácticas en contra de la competencia o que deterioren el normal funcionamiento de los mercados energéticos.

En principio, el plan aboga por la creación de un único **Ente Regulador**. Sin embargo, cara a una mayor viabilidad y facilidad de puesta en funcionamiento no hay que descartar, como solución transitoria, la creación de varios **Entes Reguladores Sectoriales**: petróleo, gas natural y electricidad.



### MEDIDA 3. CREACIÓN DEL REGULADOR

- Esta medida encuentra su **justificación** en la **implementación** necesaria de un organismo de fiscalización o de control/seguimiento del funcionamiento del sector de la energía. También se justifica por su labor consultiva en el diseño y aplicación de la política energética (plan de infraestructuras, precios, orientación empresarial, diversificación energética, aspectos regulatorios, etc.)
- El **objetivo principal** de esta medida es la ya mencionada necesidad de introducir en el sistema energético un ente autónomo e independiente que ejerza la labor de fiscalización y practique, al mismo tiempo, una tarea consultiva.



- El **contenido** de esta medida se desarrolla con mayor detalle en el apartado jurídico (marco regulatorio) del PESE. No obstante, recordemos que, entre las principales funciones del Ente Regulador destacan:
  - Su carácter de ente autónomo, dependiente jerárquicamente, por ejemplo, del Ministerio de Hacienda o de la Secretaría Técnica de Planificación (STP).
  - Vigilar el correcto funcionamiento de las medidas regulatorias puestas en funcionamiento.
  - Vigilar el comportamiento de los distintos agentes, sobre todo, en el cumplimiento de los compromisos de respeto de la competencia, de transparencia en sus decisiones y de puesta en marcha de acciones que otorgan seguridad, calidad y continuidad en el abastecimiento energético.
  - Prestar un “servicio de consulta” al Ministerio o Secretaría Técnica de Energía en el diseño y aplicación de la política energética.
- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: Esta medida se ve afectada por **debilidades** semejantes a las expuestas en las dos medidas institucionales anteriores. Dispersión institucional de competencias y necesidad de compatibilizar intereses o planteamientos dispares son las dos principales debilidades que afectan a esta medida. En el momento actual no se identifican elementos que puedan ser considerados como

**fortalezas** que faciliten la puesta en marcha de un ente regulador; solamente una voluntad política decidida de sacarla adelante podría considerarse como su principal fortaleza. Entre los principales **resultados esperados** de la puesta en marcha de un ente regulador destacan:

- Mejorar la política energética a través de la “visión” de un ente autónomo (tarea consultiva).
- Asegurar el control/vigilancia del cumplimiento de las nuevas reglas jurídicas y técnicas adoptadas para el sector de la energía.
- Como consecuencia de lo anterior, dotar al sistema energético de mayores posibilidades de obtención de los objetivos estratégicos marcados.

<b>Medida 3</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajustar política energética. (2)</li> <li>• Cumplimiento reglas jurídicas y técnicas.</li> <li>• Aumentar posibilidades de lograr objetivos estratégicos marcados.</li> </ul>	(1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dispersión institucional de competencias.</li> <li>• Intereses/planteamientos dispares.</li> <li>• Iniciativas en marcha fuera del PESE. Necesidad de coordinar e integrar en el PESE (3).</li> </ul>

(1) Como en el caso de las dos anteriores medidas, una voluntad política clara y decidida sería una fortaleza que compensaría notablemente las debilidades señaladas.

(2) El ente regulador, a través de su labor consultiva, permite mejorar/ajustar la política energética.

(3) Recordemos que el proyecto de creación de un regulador para el sector del petróleo, financiado por el Banco Mundial, no es incompatible con esta medida, aunque deberá integrarse en este PESE, con el fin de asegurar su carácter autónomo y de que, jerárquicamente, dependa del mismo organismo que el resto de reguladores (si es que se decide como solución más viable la puesta en funcionamiento de “reguladores sectoriales”).

- En teoría, la elaboración y puesta en funcionamiento de esta medida no tiene ningún **coste financiero**.
- El **calendario de ejecución** de esta medida puede ir en paralelo al de las dos primeras medidas, si bien podríamos considerar el siguiente planteamiento:
  - Único ente regulador: definición, puesta a punto y entrada en funcionamiento a finales del 2005: Enero - Diciembre 2005.

- Entes reguladores sectoriales: primera fase de definición, puesta a punto y entrada en funcionamiento a finales de 2005: Enero - Diciembre 2005; segunda fase de funcionamiento y convergencia hacia un único regulador durante un periodo aproximado de dos años: 2006 - 2008.

<b>Medida 3: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>		
<b>Coste (miles dólares)</b>	<b>Financiación (miles dólares)</b>	<b>Calendario</b>
----	----	<p>Único Regulador: Enero – Diciembre 2005.</p> <p>Reguladores sectoriales: Enero – Diciembre 2005.</p> <p style="text-align: center;">⇒</p> <p>Funcionamiento: 2006-2008.</p> <p style="text-align: center;">⇒</p> <p>Hacia un único regulador: finales 2008.</p>

### IX.4.3. MODERNIZACIÓN/LIBERIZACIÓN DEL SECTOR DEL PETRÓLEO

En este plan de actuaciones sobre el sector del petróleo se persigue un **objetivo común** al resto de los sectores energéticos: adaptarlo y modernizarlo, corrigiendo defectos de funcionamiento y mejorando sus prestaciones de tal manera que la economía paraguaya pueda contar con un “input petrolero” competitivo, fiable y continuo.

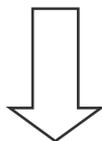
En este sentido destacan tres líneas de actuación:

- El apoyo decidido a la investigación/exploración de hidrocarburos con la finalidad de disminuir la dependencia exterior petrolera a través de una creciente producción nacional de petróleo.
- La reorientación de Petropar, en línea o de manera coordinada con el dictamen de la Comisión de Fortalecimiento de Petropar, así como la modernización/ampliación de infraestructuras a lo largo de toda la cadena petrolera: extracción, transporte, almacenamiento, distribución/comercialización.
- La apertura/liberalización del sector haciendo especial hincapié en la desaparición de situaciones de monopolio (Petropar con el gasoil), así como en una política de precios realista y transparente.

Esos tres grandes bloques de actuación se traducen en las siguientes medidas:

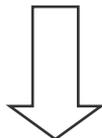
- Apoyo a la exploración.
- Reorientación de Petropar y coordinación con la Comisión de Reforzamiento de Petropar.
- Venta/puesta en valor de la refinería de Villa Elisa.
- Infraestructuras del sector petrolero. Valoración y diseño de un plan de inversiones.
- Liberalización de las importaciones del gasoil, acciones de organización del mercado de productos petrolíferos y sistemas de precios.
- Acciones de sensibilización para el uso racional de los carburantes.

**PLAN DE ACTUACIÓN. MODERNIZACIÓN/LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR PETRÓLEO**



**OBJETIVOS GENÉRICOS**

- Disminuir dependencia exterior ⇒ Apoyo exploración.
- Reorientación empresarial (Petropar) y modernización/ampliación de infraestructuras.
- Apertura/liberalización del sector.



**MEDIDAS**

- Apoyo exploración.
- Reorientación Petropar. Coordinación con Comisión de Fortalecimiento.
- Venta/puesta en valor refinería.
- Infraestructuras. Valoración y diseño de una plan de inversiones.
- Liberalización importaciones de gasoil, acciones de organización del mercado de productos petrolíferos y sistemas de precios.
- Sensibilización uso racional carburantes.

## MEDIDA 4. APOYO A LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO Y GAS NATURAL)

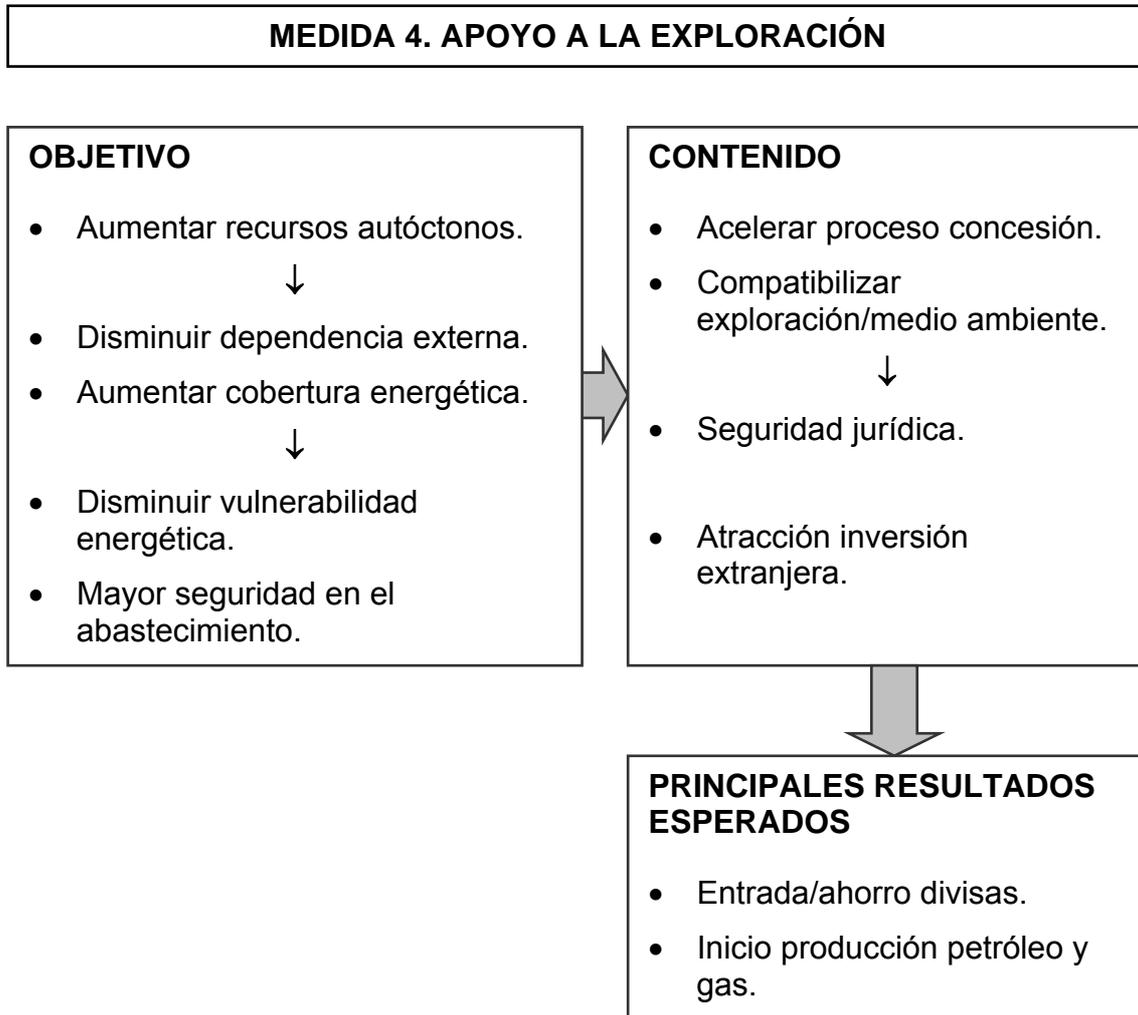
- Esta medida basa su **justificación** en dos parámetros:
  - La necesidad de disminuir la dependencia exterior del Paraguay en el sector de hidrocarburos como vía para mitigar su vulnerabilidad energética.
  - Aumentar las “posibilidades energéticas” del Paraguay a través de la introducción del gas natural en su balance energético. Esta diversificación energética también forma parte de la política de reducir la vulnerabilidad energética del Paraguay y de incrementar las posibilidades de sustitución interenergética aumentando la eficiencia energética y disminuyendo los impactos medioambientales del uso de ciertas energías (biomasa, por ejemplo).
  - En base a lo anterior, el **objetivo** principal de esta medida es dotar al Paraguay de un recurso autóctono básico para su desarrollo económico, de cuyo abastecimiento depende totalmente del exterior (petróleo) o bien no forma parte de la matriz energética del país (gas natural).
- El **contenido** de la medida se centra en dos acciones principales que podemos resumir en los siguientes términos:
  - Facilitar el acceso de la iniciativa privada, principalmente extranjera, a la fase de exploración. Esto implica no sólo acelerar los trámites en la concesión de licencias de exploración, sino también transmitir seguridad jurídica a dicha iniciativa privada. Acortar los plazos en la concesión de licencias es una tarea urgente que debería hacerse desde el futuro Ministerio/Secretaría Técnica de la Energía como máximo responsable de la política energética.<sup>9</sup>
  - Compatibilizar la actividad de exploración/producción de hidrocarburos con la política medioambiental. Esto significa replantear la política medioambiental del Gobierno en el Chaco, en concreto el Decreto P.E. nº 21957 del 12/08/2003 por el que se declara Parque Nacional una parte significativa del Chaco (514.233 Ha.), de tal manera que la actividad de exploración<sup>10</sup>, necesaria para mejorar la dotación energética del país y, por tanto, para obtener un mayor desarrollo/bienestar socioeconómico, sea compatible con una visión de desarrollo “necesario” como fase previa para llegar a la etapa de

---

<sup>9</sup> La “nueva” Petropar e incluso COMIGAS, en dependencia directa de Ministerio/Secretaría Técnica de Energía, podrían jugar un papel significativo en esta fase del negocio de hidrocarburos.

<sup>10</sup> No tenida en cuenta es este Decreto, a pesar de que ya existían concesiones de exploración, aprobadas por el Gobierno (por ejemplo contrato de concesión a Primo Cano Martinez, S.A por Ley nº 1028/83). Tampoco se tiene en cuenta el Decreto Ley nº 5449 del 6 de Octubre de 1944 en el que se declara área de reserva para prospección de hidrocarburos los casi 247.000 Km<sup>2</sup> del Chaco paraguayo.

desarrollo “sostenible”.<sup>11</sup>



- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: Esta medida encuentra su principal **debilidad** en los obstáculos burocráticos que alargan (y encarecen) la fase inicial de concesión de licencias. A este hecho se añade la descoordinación interministerial en lo que respecta a las políticas de exploración/explotación, por un lado y las medioambientales por otro. También cabe añadir, como consecuencia en gran medida de las debilidades anteriores, la relativa timidez mostrada por la actividad de exploración tanto por empresas públicas (Petropar, por ejemplo) como

<sup>11</sup> En un país como el Paraguay, cuya economía está aún lejos de la fase del “take-off” de Rostow, no hay desarrollo sostenible cuando no sólo no hay desarrollo socioeconómico (recesión/estancamiento de la economía), sino también cuando las condiciones necesarias para lograr un desarrollo económico que, progresivamente, vaya dando respuestas a las necesidades socioeconómicas del país (desarrollo “necesario”) son limitadas. En un país como el Paraguay, el desarrollo “necesario” es también “sostenible” no sólo aprovechando y utilizando óptimamente todos los recursos, sino además siendo eficientes en la utilización de los inputs energéticos y disminuyendo la utilización de energías (biomasa) con impactos medioambientales graves (deforestación).

privadas (nacionales y extranjeras) hasta finales de 2003<sup>12</sup>. No obstante, el año 2004 se inicia con un cambio de actitud, principalmente por empresas extranjeras.

Actualmente, son varias las que están interesadas en la exploración de hidrocarburos en el Chaco, encontrándose, algunas de ellas, en el final de la fase de concesión de licencia<sup>13</sup>. Por su parte la principal **fortaleza** de esta, medida junto a una voluntad política decidida, es la alta probabilidad de que existan reservas de hidrocarburos en cantidad y condiciones de explotación adecuadas. Finalmente, el cumplimiento de esta medida puede generar unos **resultados** entre los que destacan:

- Entrada de divisas vía concesión de licencias y por exportaciones potenciales de hidrocarburos.
- Ahorro de divisas por la sustitución de petróleo importado por petróleo nacional.
- Ampliación de la base de la producción de energía primaria con la incorporación del petróleo y del gas natural. Esto implica mayor grado de autoabastecimiento energético y mayor diversificación de la matriz energética del Paraguay.

<b>Medida 4</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entrada/ahorro divisas.</li> <li>• Ampliación producción energía primaria.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Autoabastecimiento Diversificación</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existencias reservas petróleo y gas natural.</li> <li>• Interés iniciativa privada extranjera.</li> <li>• Voluntad política.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obstáculos burocráticos: lentitud concesión licencias.</li> <li>• Descoordinación política energética-política medioambiental</li> <li>• Limitaciones técnicas y financieras para presencia empresas nacionales.</li> </ul>

- El **coste** de esta fase de exploración está aún pendiente de una estimación razonable. La **financiación** de los costes generados por la actividad de exploración procede en su totalidad, de empresas privadas, en su mayoría extranjeras.

<sup>12</sup> Recordemos que esa timidez sólo fue rota por la empresa Primo Cano Martinez, S.A.

<sup>13</sup> Entre las que se encuentran más avanzadas en la fase de concesión, cabe citar las siguientes: CDS Oil Group ("Joint Venture" con Primo Cano Martinez), Amerisur/Bohemia, Aurora y Boreal Petróleos, ...

- Suponemos que el **calendario de ejecución** de esta medida se extiende a lo largo de todo el periodo considerado, aunque la fase de mayor intensidad se sitúa entre 2004-2007. A principios de este último año, las empresas actualmente presentes en la exploración esperan iniciar la producción de gas natural, en primer lugar y de petróleo en los años siguientes.

<b>Medida 4: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>				
<b>Área</b>		<b>Coste (1)</b>	<b>Financiación (2)</b>	<b>Calendario</b>
Agilizar concesiones.		----	----	Junio 2005
Coordinación exploración/medio ambiente.		----	----	Junio 2005
Exploración	1ª fase (2)	ND	----	2004-2007
	2ª fase (3)	ND	----	2008-2009

ND: No disponible.

(1) Aún pendiente de una estimación razonable.

(2) Fase actual, más intensa, de exploración en la que interviene solamente la iniciativa privada, principalmente extranjera.

(3) Fase de mantenimiento de la exploración, con la posibilidad de participación de Petropar/Comigas.

## MEDIDA 5. REORIENTACIÓN DE PETROPAR Y COORDINACIÓN CON LA COMISIÓN DE REFORZAMIENTO DE PETROPAR

- Esta medida basa su **justificación** en dos elementos:
  - La negativa situación económico-financiera de Petropar.
  - La necesidad de definir un “nuevo” papel para esta empresa pública en un mercado liberalizado de productos petrolíferos.
- Así pues, el **objetivo** básico de esta medida es la reorientación de Petropar, sin que ello signifique, al menos en una primera fase, la pérdida de su carácter de empresa pública.

Esta reorientación puede conducir a varias **soluciones**. La **primera** centrada en un fortalecimiento de la actual Petropar, basada en un saneamiento previo de su situación económico-financiera y dando lugar a una empresa en disposición de competir en todas las fases del negocio petrolero (desde el refino, pasando por la importación, hasta la distribución y comercialización). Esta opción plantea, sin embargo, varias interrogantes, entre los que destacan: qué posibilidades de supervivencia tendría Petropar en un mercado liberalizado; sería Petropar capaz de modernizar sus instalaciones de refino y sus infraestructuras de almacenamiento, transporte y distribución; qué aliados o medios tendría Petropar para competir en el mercado al por menor de productos petrolíferos, etc. A pesar de estos interrogantes, la opción de fortalecimiento de Petropar es una más y podría ser perfectamente válida si, finalmente, se eliminan los problemas que han afectado a Petropar hasta hace muy pocos meses. La **segunda solución** consistiría en la conversión de Petropar en una empresa pública de servicios (gestora, por ejemplo, de sus instalaciones de transporte y distribución, así como encargada de una posible creación de una reserva estratégica; etc.). Esta segunda solución implica el “aligeramiento” de Petropar a través de la venta de ciertos activos (refinería, por ejemplo) que utilizaría para su propio saneamiento financiero. Otra **tercera solución** sería el desmantelamiento total (cierre) de Petropar en base a su actual situación de quiebra técnica. En este Plan Estratégico se opta, como solución con mayores posibilidades y menos traumática, por la segunda.

A pesar de todo, en este PESE cabe también cualquiera de las soluciones mencionadas o una combinación de ellas, siempre y cuando que la solución adoptada no afecte al proceso de liberalización del sector del petróleo o limite el funcionamiento de este mercado.

- Como ya hemos mencionado, en nuestro caso, se opta por hacer de Petropar, en una primera fase, una empresa pública de servicios. Lo que significa que el **contenido** de esta medida se puede resumir en los siguientes términos:
  - Gestión de las instalaciones de almacenamiento y transporte.

- Responsable de la creación y gestión de una reserva estratégica.
- Representación del Ministerio/Secretaría Técnica de la Energía en la fase de exploración de hidrocarburos.<sup>14</sup>

**MEDIDA 5. REORIENTACIÓN DE PETROPAR. COORDINACIÓN CON COMISIÓN DE REFORZAMIENTO DE PETROPAR**



- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la historia y la situación actual de Petropar se convierten en una pesada losa que limita notablemente (ausencia de **fortalezas**) la búsqueda de soluciones adecuadas para esta empresa. Esa misma historia es, al mismo tiempo, su peor **debilidad**, pues ha afectado de manera muy negativa su imagen. A la imagen de débil profesionalidad y de corrupción en la gestión de Petropar se añaden otras dificultades que limitan el alcance de la medida propuesta. Se trata de las siguientes:
  - Dispersión institucional que afecta de manera especial a Petropar:

<sup>14</sup> Esta área podría ser compartida con COMIGAS (ver más adelante las posibles tareas que debería llevar a cabo esta última, en dependencia jerárquica del Ministerio/Secretaría Técnica de Energía).

dependencia del Ministerio de Hacienda y del Ministerio de Industria y Comercio, lo que se traduce en una notable insuficiencia de autonomía.

- El lastre implicado por instalaciones obsoletas y/o insuficientes (veáse, por ejemplo, refinería y nula presencia en la fase de comercialización de productos petrolíferos).
- Política de precios de gasoil “impuesta” que, en la práctica, se ha traducido en precios subvencionados con cargo a la cuenta de resultados de Petropar<sup>15</sup>.

Entre los principales **resultados esperados** por la puesta en funcionamiento de la opción de hacer de Petropar una empresa pública de servicios, cabe resaltar:

- Acabar con una situación que afecta negativamente la imagen del Paraguay no sólo ante los agentes del país, sino también ante las empresas extranjeras y las instituciones financieras (Banco Mundial, FMI,...).
- Aprovechar el “know-how” de Petropar, especializándola en nichos necesarios del negocio petrolero con dificultades para ser cubiertos por la iniciativa privada.
- Revalorizar Petropar cara a una posible conversión en empresa mixta o privada e incluso para aumentar sus posibilidades para llegar a acuerdos de colaboración (joint ventures, por ejemplo) con empresas multinacionales (en la fase de exploración, por ejemplo).

<b>Medida 5</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejorar imagen.</li> <li>• Aprovechar “know-how”.</li> <li>• Revalorizar Petropar.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Historia Petropar.</li> <li>• Dispersión institucional.</li> <li>• Instalaciones obsoletas/insuficientes.</li> <li>• Política de precios gasoil.</li> </ul>

- El **coste** de esta medida comprende el asesoramiento prestado por empresas privadas en el análisis pasado y actual de la situación

<sup>15</sup> Hay que hacer notar, sin embargo, que en los últimos meses (2003-2004), Paraguay ha hecho un importante esfuerzo para “corregir” esta situación.

económico-financiera de Petropar, en la valoración de todos los activos de Petropar, en la definición del papel y contenido de Petropar en los próximos años y en la puesta a punto de un programa de venta de los activos que se haya decidido sacar de Petropar<sup>16</sup>:

- Auditoría y valoración de activos En fase de realización
- Definición Petropar y programa de venta de activos seleccionados 200.000 dólares

La **financiación** del coste de esta medida corre a cargo de instituciones públicas/privadas extranjeras.

- El **calendario de ejecución** de esta medida debería culminar en Junio de 2005 con la auditoría/valoración de activos y en Diciembre de este mismo año con la definición o reorientación de Petropar y el diseño de un plan de venta de activos.

<b>Medida 5: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
Área	Coste (1)	Financiación	Calendario
Auditoría/valoración activos. (2)	----	----	2004-Junio 2005
Definición (reorientación) Petropar y programa de venta de activos seleccionados. (3)	200.000	(4)	2004 - Diciembre 2005

(1) Dólares USA.

(2) Estudio en fase de realización.

(3) Se ha puesto en marcha un plan de trabajo que, en gran medida, responde al contenido de este punto.

(4) En gran medida, la financiación de este punto ya está comprometido con el Banco Mundial.

<sup>16</sup> Actualmente hay en marcha un estudio sobre la evolución económico-financiera de Petropar durante los últimos años (auditoría). Paralelamente se ha creado una Comisión de Fortalecimiento de Petropar encargada, entre otros temas, de definir el perfil del futuro de esta empresa.

## **MEDIDA 6. DE ACOMPAÑAMIENTO A LA REORIENTACIÓN DE PETROPAR. REFINERÍA VILLA ELISA**

- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesidad de buscar una solución razonable a uno de los principales activos de Petropar; es decir, la refinería de Villa Elisa. Como es obvio, esta solución se enmarca dentro del proceso de reorientación de la empresa pública.
- El estado de obsolescencia técnica de la refinería, así como su inadaptada estructura de producción a la demanda de productos petrolíferos plantean como **objetivo** bien su cierre o bien su venta. Este objetivo se ve, además, reforzado por la incapacidad financiera de Petropar de proceder a una modernización de dicha refinería. También en la opción elegida para Petropar de convertirla en una “empresa de servicios”, la actividad de refino desaparece, lo que implica su cierre/venta.
- El **contenido** de la medida se puede resumir en los siguientes términos:
  - Cierre de la refinería y puesta a punto, en paralelo, de un programa de venta de todas sus instalaciones con el fin de que la iniciativa privada proceda a su modernización para continuar con la actividad del refino.<sup>17</sup>
  - Cierre de la refinería y venta a la iniciativa privada (nacional y/o extranjera) para que esta aproveche las instalaciones para poner a punto otras actividades relacionadas, por ejemplo, con la industria química.
- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la posibilidad de encontrar petróleo en el Chaco en cantidades y condiciones adecuadas es una **fortaleza** con la que cuenta esta medida para la posible modernización/ampliación de la refinería. Esta medida cuenta, sin embargo, con importantes **debilidades** que limitan sustancialmente su alcance. La primera atañe al futuro de la propia Petropar, actualmente en proceso de definición y con planteamientos diferentes entre todos los agentes implicados: instituciones públicas<sup>18</sup>, sindicatos y empresas privadas del sector. La segunda se inscribe en las características de la refinería que la hacen prácticamente inservible para obtener una producción de productos derivados adaptados a la estructura de la demanda. Otra debilidad a mencionar es la significativa limitación de la capacidad de Petropar para llevar a cabo y “rentabilizar” esta medida (venta, por ejemplo de la refinería), debido no sólo a su debilidad financiera, sino también a su deteriorada imagen.

Entre los **resultados** más importantes que cabe esperar de esta medida se

---

<sup>17</sup> Esta opción ha cobrado un especial interés a lo largo de 2004, dadas las buenas expectativas mostradas por empresas extranjeras, actualmente implicadas en la fase de exploración, de encontrar petróleo en el Chaco. No hay, por tanto, que descartar esta opción que podría conducir a la realización de importantes inversiones en transporte de crudo (oleoducto) y en refino.

<sup>18</sup> Incluso entre las diferentes instituciones públicas (Ministerios de Hacienda y de Industria; Ministerio de Obras Públicas/Viceministerio de Energía y Minas; etc.) no parece que exista un consenso acerca de la senda futura a seguir por Petropar.

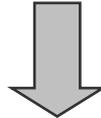
encuentran:

- El aligeramiento de la deuda financiera de Petropar, colocándola en una situación más saneada/viable para poder funcionar como empresa de servicios.
- La recuperación de unas instalaciones, actualmente en proceso de deterioro, a través de su modernización/ampliación, o bien a través de su adaptación para la puesta en marcha de otras actividades industriales (química, por ejemplo).

**MEDIDA 6. DE ACOMPAÑAMIENTO A LA REORIENTACIÓN DE PETROPAR**

**CONTENIDO. OPCIÓN EMPRESA DE SERVICIOS**

- Cierre/venta refinería Villa Elisa → Modernización → Actividad refinería
- Cierre/venta refinería Villa Elisa → Aprovechar instalaciones otras actividades industriales



<b>Medida 6</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Aligeramiento” deuda Petropar.</li> <li>• Recuperación instalaciones:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Refino</li> <li>– Otras actividades industriales</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posible reserva de petróleo en el Chaco.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Producción</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Futuro Petropar. Planteamientos diferentes entre distintos agentes.</li> <li>• Instalaciones obsoletas.</li> <li>• Capacidad limitada Petropar.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↑</p> <p style="text-align: center;">Debilidad financiera. Imagen deteriorada.</p>

- El **coste** de esta medida de acompañamiento está incluido en el correspondiente a la definición/reorientación de Petropar (medida 5)
- El **calendario de ejecución** coincide con el previsto para la medida 5: 2004 - Diciembre 2005.

En definitiva, las medidas 5 y 6 y que afectan a Petropar podrían plantearse de la siguiente manera:

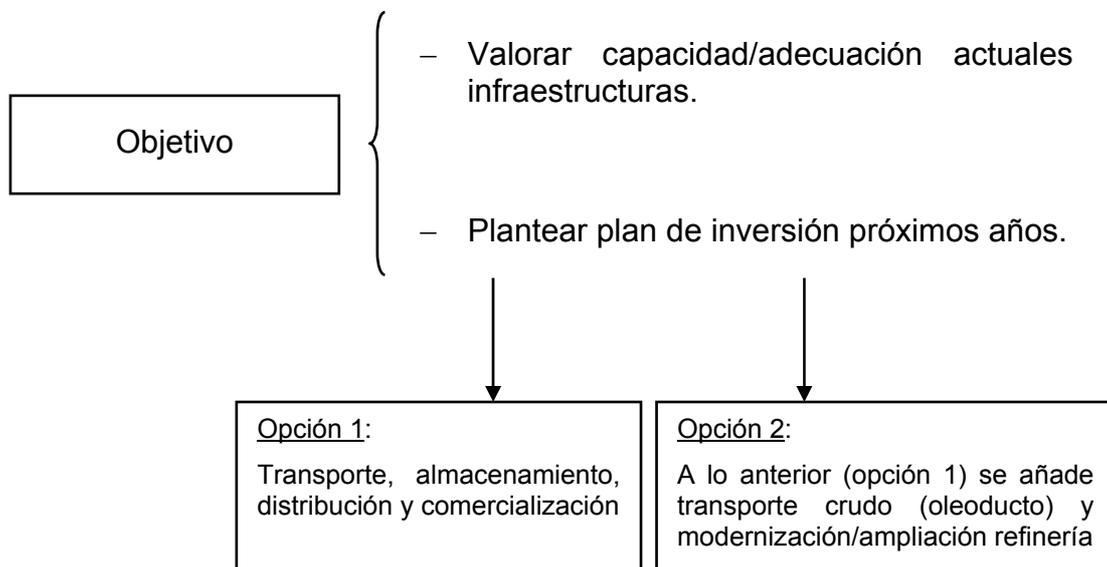


(1) Medida 5. Debe incorporar resultados de la auditoría, valoración de activos y propuesta venta de activos de Petropar.

(2) Medida 6. Centrada, por su importancia en el futuro de las instalaciones de Villa Elisa.

## MEDIDA 7. INFRAESTRUCTURAS DEL SECTOR PETROLERO. VALORACIÓN Y DISEÑO DE UN PLAN DE INVERSIONES

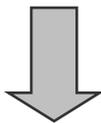
- Esta medida basa su **justificación** en el desarrollo de la medida 5. Se trata, por tanto, de otra medida de acompañamiento que amplía, en detalle, el inventario de activos, los valora y, en base al aumento esperado de la demanda de productos petrolíferos durante los próximos años, diseña un plan de inversiones en infraestructuras de transporte, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización. En función de la opción adoptada respecto a Petropar y su refinería y en función de los resultados de los trabajos de exploración, el plan de inversiones también podría plantear la puesta a punto de medios de transporte del crudo (oleoducto, por ejemplo) desde los yacimientos hasta la refinería, así como la modernización/ampliación de esta última.
- Así pues, el **objetivo** de esta medida es doble: Por un lado y en base a los resultados obtenidos en la medida 5<sup>19</sup> se trata de valorar la capacidad y adecuación de las actuales infraestructuras a los requerimientos de la demanda. Por otro lado, en base a la demanda estimada de productos petrolíferos y a la capacidad actual de dichas infraestructuras, se trata de diseñar un plan de inversiones que responda de manera adecuada a los mayores requerimientos de esa demanda.



<sup>19</sup> Que incluye, como hemos visto, la incorporación de resultados obtenidos en estudios actualmente en curso (auditoría, Comisión de Reforzamiento de Petropar, etc..)

- En línea con el objetivo perseguido, el **contenido** de esta medida consta de dos partes diferenciadas:
  - La primera se centra en valorar la capacidad y adecuación de las infraestructuras actuales en función del consumo actual y de su capacidad de almacenamiento (reserva estratégica).
  - La segunda trata de elaborar un plan de inversiones con la finalidad de dar respuesta a los aumentos de la demanda e incluso al posible reforzamiento del negocio del refino.
  
- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la puesta a punto y realización de esta medida depende en su totalidad de las opciones adoptadas respecto al papel de Petropar. Esta es, precisamente, su principal **debilidad**. A esta medida le afectan, por tanto, todas las incertidumbres (debilidades) analizadas en las medidas anteriores. De llevarse a cabo esta medida, los **resultados esperados** podrían resumirse en los siguientes términos:
  - Conocimiento detallado de la capacidad y calidad de las actuales infraestructura del sector del petróleo.
  - Puesta a punto de un proceso de ampliación y de modernización de dichas infraestructuras que podría afectar, como ya hemos mencionado, también a infraestructuras de transporte de crudo y de refino.

<b>Medida 7</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad/calidad actuales infraestructuras.</li> <li>• Plan inversiones: modernización/ampliación infraestructuras.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Función de opción para Petropar. (1)</li> </ul> (1) Debilidades analizadas en medidas 5 y 6 afectan a esta medida 7.



<b>OPCIONES</b>
1. Transporte, almacenamiento distribución/comercialización.
2. Transporte, almacenamiento distribución/comercialización transporte crudo (oleoducto)/refinería.

- El **coste** de esta medida se desglosa en dos rúbricas principales:
  - Estudio de la capacidad/calidad de las infraestructuras actuales en función del consumo actual y de las necesidades de almacenamiento.
  - Estudio de las necesidades futuras de infraestructuras en las dos opciones consideradas:
    - Opción 1: Transporte, almacenamiento, distribución/comercialización.
    - Opción 2: Opción 1 más transporte de crudo y modernización/ampliación de refinería.

El coste de la primera rúbrica podría fijarse en unos 200.000 dólares, mientras que el coste de la segunda, de mucho mayor volumen por las inversiones a llevar a cabo, se analizará/cuantificará una vez conocidos los resultados en la primera parte, así como las opciones adoptadas para el sector del petróleo (medidas 4, 5 y 6).

- El **calendario de ejecución** de la primera parte de esta medida debería ir en paralelo con las medidas 5 y 6, de tal forma que su culminación se fijaría para finales de 2005, para pasar, a continuación, a elaborar el plan de inversiones para el resto del periodo: 2006-2013. Esta última, conocida la opciones anteriores y los resultados de la primera parte, debería llevarse a cabo en un tiempo no superior a 3 meses.

<b>Medida 7: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Contenido (Área)</b>	<b>Coste (1)</b>	<b>Financiación (2)</b>	<b>Calendario</b>
Capacidad/Calidad actuales infraestructuras.	200.000	----	Septiembre - Diciembre 2005
Diseño plan de inversiones. ↓	(3)	----	Enero - Marzo 2006
Plan plurianual de inversiones.			2006-2013

(1) Dólares USA.

(2) Financiación procedente de organismos/instituciones internaciones (Gobiernos, UE, Banco Mundial, etc.).

(3) El coste del diseño y puesta a punto de un plan plurianual de inversiones está incluido en los 200.000 dólares.

## **MEDIDA 8. LIBERALIZACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE GASOIL, ACCIONES DE ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS Y SISTEMAS DE PRECIOS**

- Esta medida tiene una doble **justificación**. Por un lado se encuentra la necesidad de homogeneizar el funcionamiento del mercado de productos petrolíferos a los del resto de países del MERCOSUR. Por otro lado, la también necesidad de acabar con una situación de monopolio de hecho y con un sistema de fijación del precio final de venta del gasoil por debajo del coste de distribución de Petropar, lo que ha conducido, en el pasado reciente, a una descapitalización de esta empresa pública y a la situación paradójica de ser el Paraguay un país (totalmente dependiente del exterior) con niveles de precios del gasoil más bajos que los registrados en el resto de países del MERCOSUR.
- Así pues, el **objetivo** principal de esta medida es la consecución de la liberalización de las importaciones de gasoil y la puesta a punto de acciones (organizativas y de precios) que hagan que el mercado de productos petrolíferos funcione en competencia y sea homologable al del resto de países del MERCOSUR.
- El **contenido** de esta medida se puede, por tanto, resumir en los términos siguientes<sup>20</sup>:
  - Liberalización de las importaciones del gasoil.
  - Puesta a punto de un sistema de fijación de precios realista y transparente.
  - Diseño de acciones que faciliten un comportamiento del mercado petrolífero respetuoso con la competencia.

Respecto al funcionamiento del mercado habrá que prever acciones que eviten las prácticas restrictivas de la competencia, principalmente en la fase de comercialización:

- Transparencia en los precios de venta del distribuidor a través de la obligación de informar sobre estos a la Subdirección General de Hidrocarburos o al organismo que se cree con competencias en el sector del petróleo.
- Definición de distancias mínimas entre dos puntos de comercialización (estaciones de servicio).

Por su parte, el sistema de fijación de precios, además de ser realista y transparente, debería incluir, entre otros, los aspectos siguientes:

- Niveles de precios al consumidor que incluyan un mínimo margen de

---

<sup>20</sup> La liberalización del sector del petróleo se plantea con mayor detalle en el apartado del PESE dedicado al marco jurídico.

rentabilidad para las empresas comercializadoras (precios máximos).

- Cuantificación de la fiscalidad.
  - Alternativas para los precios finales del gasoil según sus usos (agricultura y transporte público).
- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: La principal **fortaleza** de esta medida es la voluntad política de liberalizar y adaptar el sector del petróleo a los sistemas existentes en los países del MERCOSUR. Otra fortaleza es la de “invertir” el proceso de descapitalización de Petropar. Por otro lado, esta medida adolece de varias **debilidades** entre las que destacan:
- La adaptación de los sistemas de precios podrían traducirse en aumentos de estos con el impacto negativo que ello tendría para la tasa de inflación. También provocarían protestas por parte de los consumidores.
  - La visión que se tiene de la liberalización difícilmente es coincidente entre los distintos agentes que participan en el mercado. En este sentido se requiere un esfuerzo previo de “puesta en común” (o de convergencia) de los intereses de todos los agentes.

Finalmente, es necesario destacar que entre los **resultados esperados** de esta medida se encuentran los siguientes:

- Adaptación/integración al MERCOSUR.
- Mayor racionalidad en el uso de los productos petrolíferos (en contraposición con el posible impacto negativo sobre la tasa de inflación)
- Transparencia en precios y reglas de juego más claras para las empresas (distribución y comercialización).

<b>Medida 8</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adaptación/integración MERCOSUR.</li> <li>• Racionalidad uso P. petrolíferos.</li> <li>• Transparencia/reglas de juego.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voluntad Política.</li> <li>• Acabar con descapitalización Petropar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto tasa inflación.</li> <li>• Impacto sobre consumidores.</li> <li>• Visión de los agentes.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Puesta en común de intereses.</p>

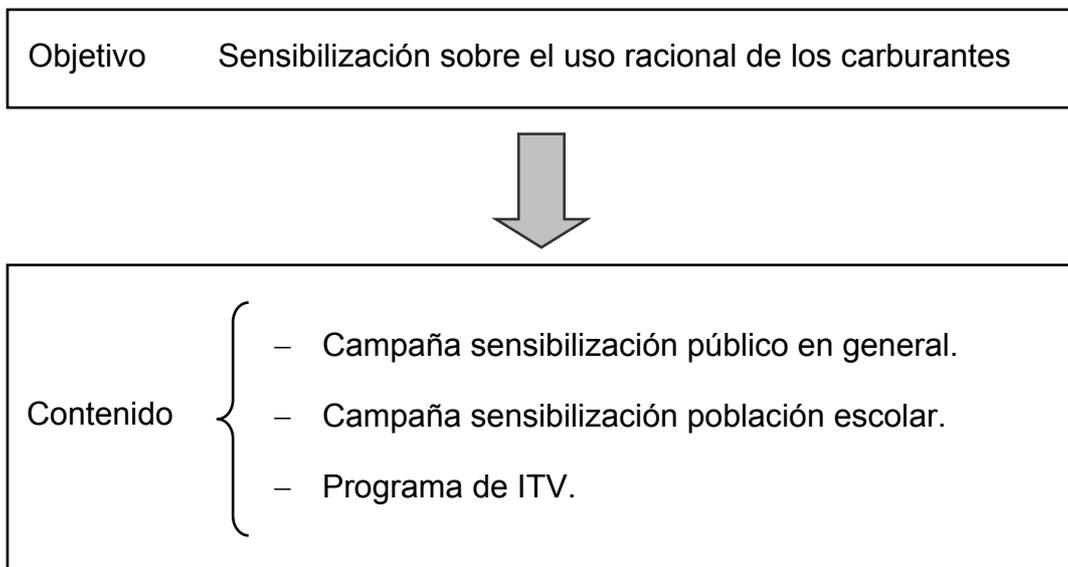
- Esta medida forma parte, sobre todo, del desarrollo del marco regulatorio, por lo que su **coste** es nulo.
- El **calendario de ejecución** de esta medida es el correspondiente al desarrollo del marco regulatorio previsto, principalmente en la puesta a punto de los sistemas de precios más adecuados (gasoil y resto de productos petrolíferos). Este desarrollo podría extenderse durante todo el año 2005.

<b>Medida 8: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Área</b>	<b>Coste</b>	<b>Financiación</b>	<b>Calendario</b>
Liberalización/términos de referencia/marco regulatorio. (1)	----	----	Febrero 2005
Desarrollo regulatorio. Sistemas de precios.	----	----	Febrero - Diciembre 2005

(1) Esta tarea forma parte del apartado "marco regulatorio". Su finalización prevista es Febrero de 2005.

## MEDIDA 9. ACCIONES DE SENSIBILIZACIÓN EN EL USO RACIONAL DE LOS CARBURANTES

- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesidad de utilizar racionalmente una energía con una dependencia externa total no solo como medio para reducir esta última (ahorro energético) sino también para optimizar la salida de divisas y disminuir las emisiones contaminantes a la atmósfera.
- El **objetivo** de esta medida es poner en marcha una campaña de sensibilización sobre la necesidad de racionalizar el uso de los carburantes y, en particular, del gasoil.<sup>21</sup>
- Con el fin de alcanzar el objetivo planteado, el **contenido** de la medida podría resumirse en los siguientes términos.<sup>22</sup>
  - Campaña de sensibilización en medios de comunicación (TV, prensa, folletos y cartelería).
  - Campaña de información/educación en centros escolares (documentación y educación ambiental).
  - Ambas campañas deberían estar acompañadas por un programa de “inspección técnica de vehículos” (ITV) con el fin de conocer el estado del parque de automóviles y de restringir, llegado el caso, el uso de los que no cumplan con los requisitos técnicos mínimos.



<sup>21</sup> Recordemos que el gasoil representa cerca del 70% del consumo total de productos petrolíferos.

<sup>22</sup> La utilización de energías alternativas como carburantes (biodiesel, por ejemplo) forma parte de las medidas incluidas en el programa de actuación sobre energías renovables.

- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la principal **fortaleza** de esta medida es el alto convencimiento que existe en todos los agentes (públicos y privados) sobre la necesidad de racionalizar el uso de la energía.<sup>23</sup> Su principal **debilidad** es la limitación de recursos financieros de las instituciones públicas para llevar a cabo una campaña de este tipo.<sup>24</sup> También la elevada edad media del parque de vehículos es un obstáculo que puede limitar la aceptación y el alcance de un programa de inspección técnica. La realización de esta medida podría generar unos **resultados**, entre los que se pueden destacar:
  - Una mejoría del ratio consumo de carburantes por vehículo → Salidas “evitadas” de divisas y ahorro energético.
  - Lo anterior también significa una cantidad de emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>.
  - Probablemente, una cierta mejoría del “estado de salud” del parque de vehículos.

<b>Medida 9</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ratio consumo/vehículo.</li> <li>• Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas.</li> <li>• Probable mejora “estado de salud” parque vehículos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Actitud positiva.</li> <li>• Voluntad política.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limitación recursos financieros. (1)</li> <li>• Edad media parque vehículos.</li> </ul> <p>(1) Necesidad búsqueda cofinanciación.</p>

- El **coste** estimado de esta medida asciende a 1.500.000 dólares USA, distribuidos de la manera siguiente:

<sup>23</sup> Probablemente la realización de una encuesta sobre este tema pondría de manifiesto una opinión mayoritariamente favorable.

<sup>24</sup> El Gobierno (Viceministerio de Energía) debería buscar cofinanciación en instituciones extranjeras (UE, Banco Mundial, gobiernos con acuerdos de colaboración/ayuda financiera, etc.)

Acción	Coste (dólares USA)
Diseño campaña (público en general y público escolar)	120.000
Documentación y publicación en medios de comunicación (público en general)	780.000
Documentación y cursos educación ambiental (público en edad escolar)	400.000
Elaboración y aplicación de inspección técnica <sup>25</sup>	200.000

- Como ya hemos señalado, una debilidad de esta medida es su **financiación** con recursos del Gobierno. Es por ello que este se ve obligado a buscar recursos financieros fuera del país tanto procedentes de instituciones financieras internacionales (Banco Mundial, por ejemplo) como de gobiernos de países avanzados con programas de ayudas a países en desarrollo.
- El **calendario de ejecución** constaría de las siguientes fases:

Diseño campaña	Enero - Abril 2006
Campaña público en general	Mayo - Diciembre 2006
Campaña población escolar	2007 - 2013
Programa inspección técnica. Elaboración	Enero - Abril 2006
Programa inspección técnica. Aplicación	Mayo 2006 - Diciembre 2007

<sup>25</sup> El coste de elaboración del plan de inspección técnica es nulo, pues lo realiza la Administración Pública. No obstante, se ha asignado una provisión para la aplicación del programa con la finalidad de "incentivar", a través de una ayuda, la realización de dicha inspección, cuyo coste corre a cargo de los particulares.

<b>Medida 9: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Área/Acción</b>	<b>Coste (1)</b>	<b>Financiación (2)</b>	<b>Calendario</b>
Diseño campaña	120.000	----	Enero - Abril 2006
Campaña público en general	780.000	----	Mayo - Diciembre 2006
Campaña población escolar	400.000	----	2007 - 2013
Programa ITV. Elaboración	----	----	Enero - Abril 2006
Programa ITV. Aplicación	200.000	----	Mayo 2006 – Dic. 2007
	1.500.000		

(1) Dólares USA.

(2) Financiación procedente del exterior (programas de ayuda al desarrollo, etc.).

#### IX.4.4. DESARROLLO DEL GAS NATURAL

En el plan de actuaciones sobre el sector del gas natural se persigue un objetivo básico: dotar al Paraguay de este recurso energético, propiciando una mayor diversificación energética y creando, de manera progresiva, un proceso de penetración del gas natural no sólo para cubrir nuevas necesidades energéticas, sino también como energía de sustitución de otras formas de energías, en concreto de la biomasa.

La notable mejoría que ha registrado, en el último año, la expectativa de localizar reservas de gas natural en el Chaco, atractiva tanto por su volumen como por sus condiciones técnico – económicas de extracción, ha reabierto de manera intensa la opción del gas natural, que recordemos, hasta finales del 2003, pasaba necesariamente por el acceso al gas de Bolivia. En ese momento, este país andino registraba un elevado riesgo político, lo que se traducía en grandes incertidumbres no sólo sobre el precio, sino también sobre la seguridad/continuidad en el abastecimiento de gas natural. Este riesgo real alejaba la opción del gas natural para el Paraguay, pues limitaba de manera notable la llegada de inversión extranjera para la puesta a punto de las infraestructuras gasistas necesarias. No olvidemos que a esta “limitación exógena” se unía también otra “limitación endógena” propiciada por el riesgo-país alto del Paraguay, lo que complicaba de manera notable la llegada de inversión extranjera.<sup>26</sup>

Así, pues, la exploración y posible extracción de gas natural en el Chaco Paraguayo de la mano de empresas extranjeras hace que esta opción cuente con una elevada probabilidad de convertirse en realidad durante los próximos años. Esta situación implica la puesta en marcha de un conjunto de medidas que faciliten el uso del gas tanto en procesos de transformación energética (básicamente producción de electricidad) como en usos finales (industria y sector residencial-comercial). También para conectar Paraguay con las redes de gas de MERCOSUR (integración regional). Para que Paraguay introduzca en su balance energético el gas natural durante los próximos años es necesario que se lleven a cabo las siguientes medidas:

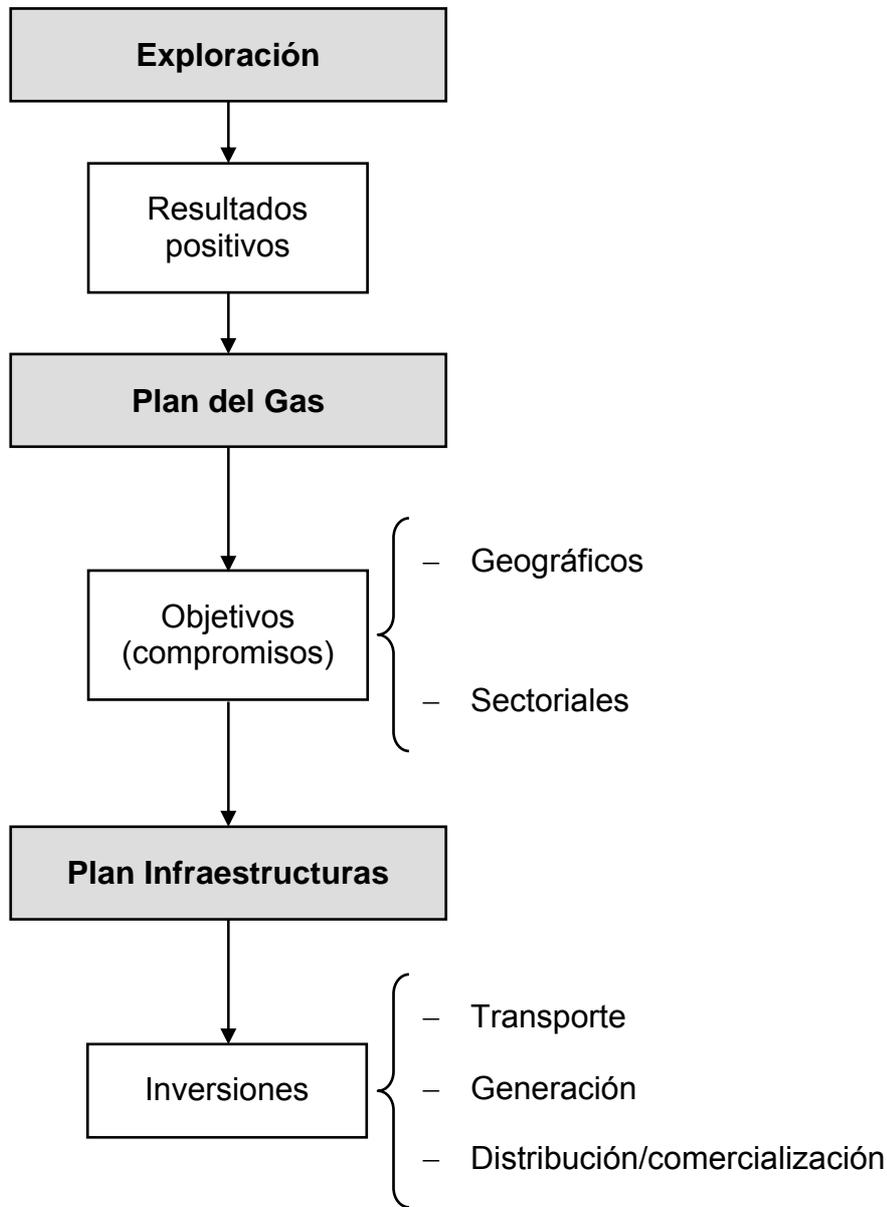
- Apoyo a la exploración.<sup>27</sup>
- Elaboración de un “plan del gas” para el Paraguay.
- Plan de inversiones en infraestructuras.

Conocidos los resultados de la fase de exploración, el Gobierno, en colaboración con las empresas implicadas en el sector, deberá fijar unos objetivos sobre el gas (“Plan del Gas”) y, en base a estos objetivos, se

<sup>26</sup> A ambos hechos se unía una fuerte tendencia a la baja de la inversión extranjera en las economías en desarrollo, en general, y en el MERCOSUR, en particular.

<sup>27</sup> El objetivo y contenido de esta medida se han descrito en el plan de actuaciones sobre el petróleo (medida 4).

elaborará un plan de infraestructuras.



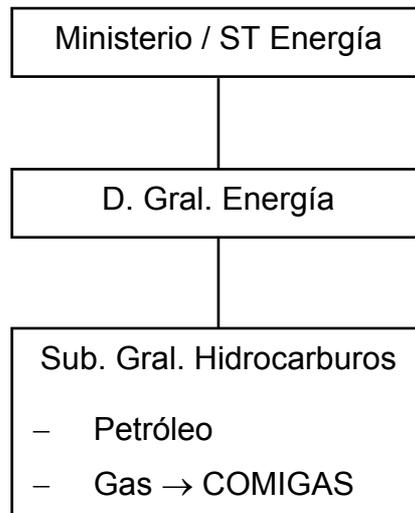
Como es obvio la realización de todo lo anterior será posible si el sector del gas se dota de un **marco regulatorio** que permita que este sector sea abierto y con reglas de juego transparentes (competencia).<sup>28</sup>

<sup>28</sup> Los aspectos reglamentarios del sector del gas se analizarán/detallarán en el apartado del PESE dedicado al marco regulatorio.

## MEDIDA 10. PLAN DEL GAS. EL PAPEL DE COMIGAS

- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesidad de contar con una mínima planificación en la que se fijen los principales objetivos de consumo del Paraguay para los próximos años. Esta labor debe realizarse en paralelo con los trabajos de exploración y conforme vayan confirmándose las expectativas/estimaciones realizadas. COMIGAS, en dependencia jerárquica y de manera coordinada con el Ministerio/Secretaría Técnica de Energía, podría ser el organismo público encargado de llevar a cabo esa labor de planificación:

Recordemos:

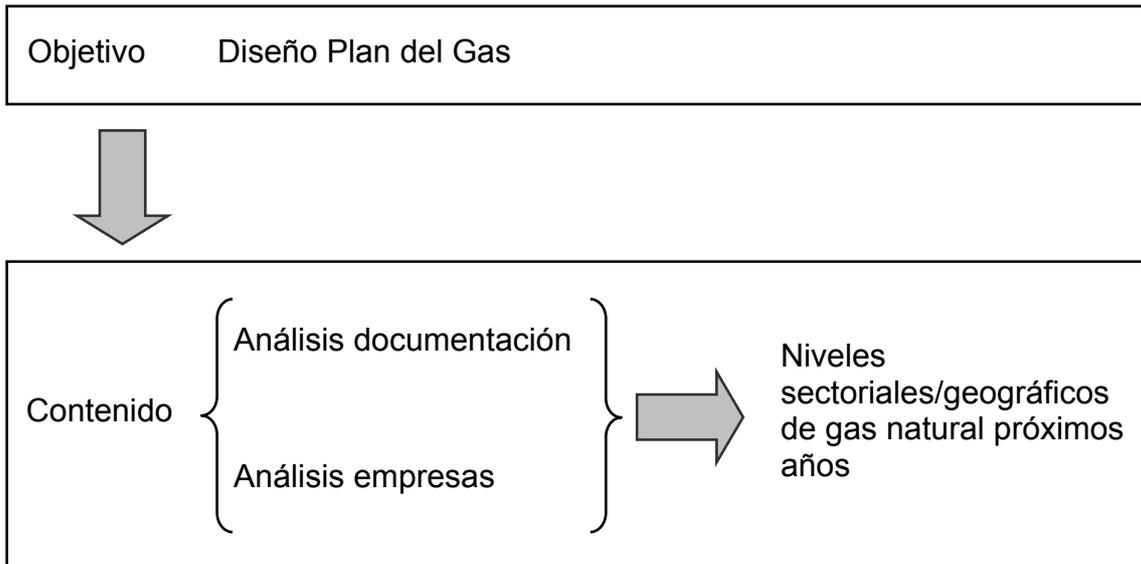


- El **objetivo** de esta medida es la elaboración de un Plan del Gas en el que se fijen las metas mínimas a alcanzar durante los próximos años: volúmenes de consumo por sectores y zonas geográficas.
- El **contenido** de la medida se puede resumir en los términos siguientes:
  - Primera fase de recopilación y análisis de la documentación sobre gas natural en el Paraguay.<sup>29</sup> Esta fase culmina con una primera aproximación a las necesidades de gas natural durante los próximos años para generación eléctrica y usos finales.
  - Una segunda fase de estimaciones del consumo de gas natural realizadas en colaboración con las empresas implicadas en el proceso de penetración del gas natural en el Paraguay.

<sup>29</sup> Fase basada en los estudios realizados en el Paraguay durante los últimos años, sobre todo los relativos al proyecto COMIGAS de 2002 y al informe realizado sobre el mercado potencial de gas natural en mayo de 2004 por DCT Energía para la STP, el VMME y COMIGAS.

- Una tercera fase de “consenso” de las dos fases anteriores en lo que respecta a los volúmenes de consumo de gas natural esperados para los próximos años.

Recordemos que en esta medida es vital el **papel de COMIGAS**, pues esta Comisión sería la encargada de llevar a buen puerto el diseño del Plan del Gas.



- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la principal **fortaleza** de esta medida es el fuerte interés que existe en todos los agentes públicos y privados de convertir el gas natural en una realidad energética del Paraguay. Otro hecho que se complementa con este último y que, además, se refuerzan mutuamente, es la alta probabilidad de que en el Chaco se encuentren reservas suficientes de gas natural, con una viabilidad técnico-económica razonable que haga atractiva su extracción. Paradójicamente, a pesar del alto interés por parte de todos los agentes de que se produzca la entrada del gas natural en la matriz energética del Paraguay, la **debilidad** principal de esta medida es una cierta “difusión” sobre el organismo competente en el diseño del Plan del Gas. De nuevo, COMIGAS aparecen como la opción más válida<sup>30</sup> para llevar a cabo dicho Plan. Entre los **resultados esperados** es necesario destacar:

- El reforzamiento del papel de COMIGAS.
- La integración de la política gasista dentro de una política energética

<sup>30</sup> Dependiente jerárquicamente del Ministerio/ST energía y en coordinación con la Subdirección General de Política Energética, encargada de la planificación energética del Paraguay.

integral: COMIGAS ↔ Subdirección General de Política Energética.

- Y, sobre todo, la elaboración de un Plan del Gas que sirva de base/apoyo para fijar y priorizar las inversiones requeridas.

<b>Medida 10</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reforzamiento COMIGAS.</li> <li>• Política gasista - política energética. Integración.</li> <li>• Plan del gas → Plan de inversiones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interés de todos los agentes.</li> <li>• Exploración → Expectativas → Producción</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cierta “difusión” competencias.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Apoyar papel COMIGAS</p>

- El **coste** de esta medida es nulo, pues su desarrollo corre a cargo del Ministerio/ST Energía a través de COMIGAS.
- El **calendario de ejecución** del Plan del Gas debería culminarse no más allá de mediados de 2006, dado que en ese intervalo de tiempo se dispondrán de datos más reales sobre el potencial gasístico del Chaco, lo que, a su vez, permitirá trazar unas líneas de inversión más “pegadas” a la realidad.

<b>Medida 10: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Área (fase)</b>	<b>Coste</b>	<b>Financiación</b>	<b>Calendario</b>
Recopilación/Análisis documentación.	----	----	Enero - Junio 2005
Colaboración empresas gasistas.	----	----	Julio - Enero 2006
Consenso ambas fases. Plan del gas.	----	----	Febrero – Mayo 2006

## MEDIDA 11. PLAN DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS GASISTAS

- La medida encuentra su **justificación** en el necesario desarrollo del Plan del Gas. Es el medio (la puesta a punto de infraestructuras gasistas) para obtener los objetivos y metas de consumo de gas natural marcados en dicho plan. Es importante señalar que el planteamiento realizado en esta medida sigue muy de cerca el diseñado por COMIGAS en 2002. Es decir, el plan de inversiones se desglosa en tres fases:
  - Infraestructuras de transporte para hacer llegar el gas a la central de ciclo combinado en Loma Plata.<sup>31</sup>
  - Infraestructuras de transporte para hacer llegar el gas a Asunción (central de ciclo combinado y ciertas industrias existentes y/o nuevas)
  - Infraestructuras de distribución/comercialización en Asunción y otras ciudades para usos finales.<sup>32</sup>

También es necesario resaltar que en esta medida no se incluyen las inversiones para la construcción de centrales del ciclo combinado, pues éstas se enmarcan dentro del plan de inversiones previstas en el sector eléctrico (inversiones en generación). Tampoco se incluyen las inversiones que serían necesarias llevar a cabo en ciertas actividades industriales nuevas (industria de fertilizantes, por ejemplo).

- El **objetivo** de la medida es, por tanto, evidente: dotar al Paraguay de una infraestructura gasista que haga posible, de manera progresiva, la penetración del gas natural en el balance energético del país.
- Siguiendo de cerca el plan diseñado por COMIGAS en 2002<sup>33</sup> y teniendo presente la información aportada por las propias empresas, actualmente en la fase de concesión de licencia y de exploración, el **contenido** se desglosa en dos fases:<sup>34</sup>
  - Primera fase: Pequeño gasoducto de 4"-8" de diámetro que uniría el yacimiento con la central de ciclo combinado de 50 MW en Loma Plata.
  - Segunda fase: Construcción de un gasoducto de 18" de diámetro hasta Asunción con el objetivo básico de abastecer una central de ciclo combinado de 750 MW y ciertas industrias existentes y/o nuevas (planta de fertilizantes).<sup>35</sup> La construcción de una planta de fertilizantes

---

<sup>31</sup> Esta central dirigiría su producción al mercado interior; es decir, en abastecer las crecientes necesidades eléctricas del Chaco Central (principalmente comunidades menonitas).

<sup>32</sup> La culminación de esta fase va más allá del horizonte temporal utilizado en el PESE (2013).

<sup>33</sup> Recordemos que, en nuestro caso, el gas procede exclusivamente de yacimientos paraguayos frente a la "opción boliviana" manejada por COMIGAS.

<sup>34</sup> El desarrollo de la tercera fase: la penetración del gas en consumo final (transporte, familias, comercio,...) en Asunción y otras ciudades tendría lugar más allá del periodo comprendido en este PESE.

<sup>35</sup> En un futuro, este gasoducto podría interconectarse con Bolivia, integrando, de esta manera, al Paraguay en las redes de transporte de gas natural regionales (MERCOSUR, Bolivia, Chile,...)

en Villeta supondría la puesta a punto de un pequeño gasoducto de 4-6" entre Asunción-Villeta.<sup>36</sup>

- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la principal **fortaleza** de esta medida es la alta probabilidad de existencia de reservas de gas natural en el Chaco y, si su volumen y condiciones de extracción son las adecuadas, la apuesta decidida de empresas extranjeras<sup>37</sup> por hacer una realidad la opción del gas natural en el Paraguay. Entre las **debilidades** que limitan el desarrollo de esta medida se encuentran:
  - La reducida dimensión del mercado interno, sobre todo en usos finales.
  - La insignificante/anecdótica participación de la iniciativa privada paraguaya en este proceso de desarrollo del gas natural.

Entre los **resultados** que cabe esperar de la entrada en funcionamiento de esta medida destacan los siguientes:

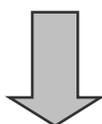
- Modernización energética del Paraguay con la puesta a punto de infraestructuras que no solo amplían el abanico energético, sino que, además, incorporan al Paraguay al proceso de integración energética regional.
- Creación de sinergias que afectan positivamente a otros sectores económicos, con la posible puesta a punto de nuevas actividades industriales.
- Con la llegada del gas, también se generan oportunidades de sustitución entre energías que, sin duda, se traducirá en una notable mejora de la productividad energética del Paraguay y en una "dulcificación" de los impactos medioambientales por el uso de ciertas energías (biomasa).

---

<sup>36</sup> Los estudios realizados por el MIC, ubican, como mejor opción, la planta de fertilizantes en Villeta.

<sup>37</sup> También la empresa privada paraguaya Primo Cano Martinez.

<b>Medida 11</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modernización energética.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Diversificación</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sinergias con otros sectores económicos.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Nuevas actividades industriales</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sustitución entre energías.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Productividad energética medio ambiente</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencial reservas gas natural.</li> <li>• Interés empresas extranjeras en desarrollo gas natural.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dimensión mercado interno.</li> <li>• Débil participación iniciativa privada nacional.</li> </ul>



<b>EFFECTOS SOBRE ECONOMÍA NACIONAL</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Deficit exterior/Inversión extranjera/entrada de divisas.</li> <li>2. Efecto sobre el PIB y el empleo.</li> </ol>

- El **coste** de las dos fases prevista en esta medida (Plan de inversiones) se desglosa de la manera siguiente:

<b>Fase 1</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Coste (M dólares)</b>
Gasoducto 4-8"	95	10
<b>Fase 2</b>		
Gaseoducto 18"	500	150
Ramal 4-6"	30	3
<b>Total</b>	<b>625</b>	<b>163</b>

La **financiación** de este plan de inversiones corre a cargo de la iniciativa privada (empresas extranjeras interesadas en el desarrollo del gas natural en el Paraguay).

- El **calendario de ejecución** de este plan de inversiones sería el siguiente:

Primera fase	2005-2006 <sup>38</sup>
Segunda fase	2007-2013 <sup>39</sup>

<b>Medida 11: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Fase/Acción</b>	<b>Coste (1)</b>	<b>Financiación (2)</b>	<b>Calendario</b>
Fase 1 – Gasoducto 4-8”	10	10 (IP)	2005-2006
Fase 2 – Gasoducto 18”	150	150 (IP)	2007-2013
Ramal 4-6”	3	3 (IP)	2012-2013
	163		

(1) Millones de dólares USA.

(2) IP: Iniciativa privada.

<sup>38</sup> Esta primera fase se inicia a lo largo de 2005, una vez conocido el potencial de los yacimientos que están siendo explorados por las empresas Primo Cano Martinez y CDS Oil Group.

<sup>39</sup> Esta segunda fase podría iniciarse en 2007 y su desarrollo se llevaría a cabo durante el resto de los años conforme vayan incorporándose nuevas empresas en la producción de gas natural (algunas de éstas están aún en el periodo de concesión de licencia de exploración).

#### IX.4.5. MODERNIZACIÓN DEL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD

Con este programa de actuaciones se persigue como objetivo principal la modernización del sector eléctrico del Paraguay, entendiendo por “modernización” el esfuerzo que debe realizar este sector para mejorar sus logros en lo que respecta a seguridad y calidad del suministro. También para adaptarlo a los cambios ocurridos en el resto de países del MERCOSUR, así como para prepararlo convenientemente de forma que pueda hacer frente de manera satisfactoria a los desafíos, no solo a aquellos que tiene actualmente planteados, sino también a los futuros que, sin duda, aparecerán con los crecientes requerimientos de la demanda de electricidad (nacional y regional).

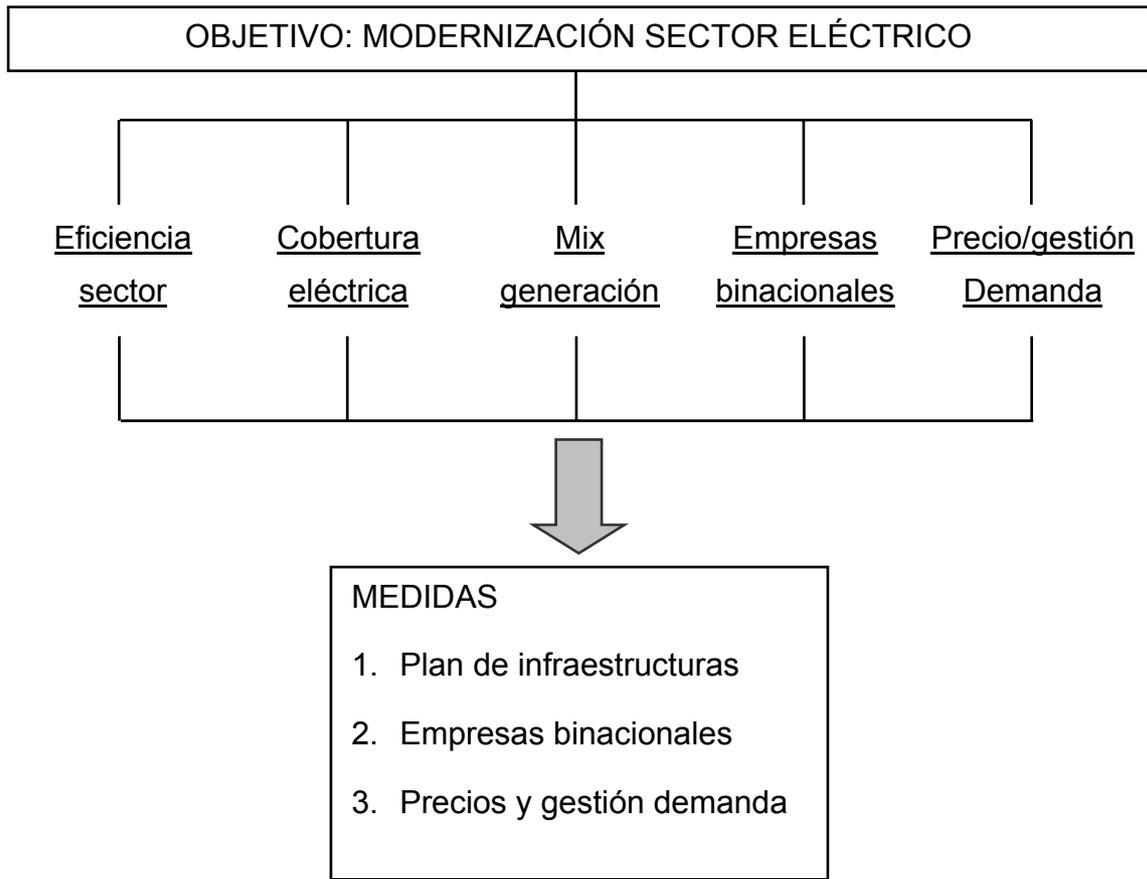
La modernización del sector pasa necesariamente por los siguientes elementos:

- Mejora de la eficiencia del sector
- Incremento de la cobertura eléctrica (geográfica y económica).
- Ampliación del mix de generación, dando entrada a centrales de ciclo combinado (si se confirman las expectativas respecto a la producción nacional de gas natural), así como a sistemas de producción de electricidad a través de energías renovables (eólica, minihidráulica, solar fotovoltaica, biomasa,...)<sup>40</sup>.
- Mayor coordinación/implicación de las empresas binacionales (Itaipú y Yacyretá) en la política energética/eléctrica del Paraguay.
- Política de precios que conduzca no sólo hacia una mayor cobertura del coste del servicio eléctrico, sino que, además, actúe como instrumento que implique una cierta gestión de la demanda o uso racional de la electricidad.

Lo anterior se consigue si el sector eléctrico es capaz de llevar a cabo un conjunto de medidas que van desde el cumplimiento de un plan de inversiones en infraestructuras hasta el diseño de una política de precios realista que permita, a su vez, realizar una cierta gestión de la demanda de electricidad.

---

<sup>40</sup> La puesta a punto de sistemas de producción de electricidad con energías renovables se desarrollan en mayor detalle en el punto 6 sobre “introducción de energías renovables”.



No hay que olvidar que, paralelamente a estas medidas de carácter “técnico”, se implementan otras de carácter regulatorio cuyo objetivo principal es el de abrir el sector a la presencia de otros actores (distintos de ANDE) y adaptarlo/hacerlo compatible al funcionamiento “jurídico” de los sistemas eléctricos de los países del MERCOSUR.

## **MEDIDA 12. PLAN DE INFRAESTRUCTURAS. GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesidad que tiene el sector eléctrico de mantener una política continuada de inversiones que le permita mejorar en su funcionamiento, ampliar la base de clientes (geográfica y sectorial) y diversificar el mix de generación. Todo lo anterior conduce necesariamente hacia un sistema eléctrico más fiable y competitivo que, en otros términos, se traduce en mayor seguridad/calidad del suministro eléctrico y en una menor vulnerabilidad energética y eléctrica del Paraguay.
- El **objetivo** de esta medida es la elaboración de un Plan de Inversiones en infraestructuras que permitan, a lo largo de los próximos años, poner las bases para lograr un sector eléctrico moderno, eficaz y competitivo.
- El **contenido** de la medida se desglosa en un conjunto de tareas inversoras que se resumen en los siguientes términos:
  - Inversiones en transporte y distribución, basadas en el Plan Maestro de la ANDE.
  - Inversiones en generación, basadas principalmente en las expectativas creadas por la existencia de gas natural autóctono y que se traducirían en la puesta en marcha de un mínimo de dos centrales de ciclo combinado.

Las inversiones estimadas por la ANDE como necesarias para paliar las deficiencias detectadas en las redes de transporte y distribución, así como para hacer frente a su ampliación se consideran como el “mínimo necesario”, pues se basan en un escenario de demanda eléctrica conservador, cercano al escenario tendencial diseñado en este Plan Estratégico.

Por su parte, las inversiones previstas en generación termoeléctrica (ciclos combinados) están basados en informaciones aún muy preliminares procedentes de las empresas multinacionales presentes en la fase previa a la de la exploración (concesión de licencias). En cualquier caso, si las expectativas de producción de gas natural se cumplen, la opción del gas en generación eléctrica tiene una elevada probabilidad de convertirse en realidad.

- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la principal **fortaleza** de esta medida es la propia ANDE, como empresa capaz de generar un cash-flow que haga posible la realización de las inversiones, sobre todo en transporte y distribución. Sin embargo, sobre esta medida planean incertidumbres que pueden convertirse en una **debilidad** que, incluso, impida llevar a cabo ciertas inversiones, principalmente las previstas en generación. Esta debilidad está relacionada con la aún incipiente fase de exploración de la que aún no se conocen resultados fiables. El signo de esta fase de exploración puede convertirse en fortaleza si es positivo, por el incremento del interés de empresas multinacionales en el uso del gas natural en generación eléctrica. Si el signo es negativo, la fortaleza anterior

se convierte en debilidad pues el interés de las empresas es contrario al anterior.

La medida cuenta, además, con otra debilidad importante que podría llegar a convertirse en un cuello de botella que impida o retrase la realización de las inversiones. Se trata de las restricciones impuestas por aspectos medioambientales que, de hecho, pueden llegar a convertirse en presión social contraria a realizar inversiones en transporte y distribución (redes, subestaciones, etc.). En este terreno, el Gobierno y todos los agentes implicados deberán poner en práctica una política medioambiental que, de manera coordinada con la energética, busque soluciones aceptables por todos, de tal manera que las limitaciones medioambientales y otras de tipo social no se conviertan en elementos retardadores del desarrollo y modernización del sector energético y eléctrico. La participación del Ministerio de Medio Ambiente en el diseño de la política energética, a través del Organismo Interministerial previsto en este PESE, y la puesta a punto de una política de información dirigida a los agentes sociales podrían, si no eliminar, al menor mitigar esta “debilidad medioambiental”.

Entre los principales **resultados** esperados se pueden destacar los siguientes:

- Mejora del funcionamiento del sector eléctrico a través de la modernización de infraestructuras de transporte y distribución que, sin duda, se traducirá, además en una disminución del actual elevado nivel de pérdidas.
- Diversificación del mix de generación que no sólo otorgará mayor seguridad y calidad del suministro eléctrico, sino que, además, se traducirá en un mayor excedente de electricidad que podrá dirigirse al mercado exterior, con el consecuente incremento de la entrada de divisas.
- Ampliación de la cobertura geográfica y económica a través de una mayor penetración de la electricidad, de tal manera que los niveles de utilización de esta energía (per capita, por unidad de producto...) se acerquen a los registrados en el MERCOSUR en 2001-2002.

<b>Medida 12</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modernización transporte y distribución → Disminución pérdidas</li> <li>• Diversificación mix generación → seguridad/calidad suministro → Excedente → Exportación</li> <li>• Cobertura geográfica/económica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia ANDE.</li> <li>• Interés empresas internacionales si resultados exploración positivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interés empresas internacionales si resultados exploración negativos.</li> <li>• Restricciones medioambientales y presiones sociales.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Elemento retardador desarrollo sector eléctrico.</p>

- El **coste** de esta medida asciende a casi 957 millones de dólares con el siguiente desglose (%):

Transmisión	7,9
Distribución	30,9
Generación	61,2
<b>Total</b>	<b>100,0</b>

Como se puede apreciar, el mayor esfuerzo inversor se concentra en generación pues se supone que a lo largo del periodo (2004-2013) entran en funcionamiento dos centrales de ciclo combinado con una potencia total de 800 MW. A estas dos centrales se añaden las inversiones previstas en las centrales de Acaray e Yguazú. Por su parte, las inversiones en distribución incluyen las correspondientes a las recuperaciones del Programa de Autoayuda (Programa Especial de Recuperación de Obras de Distribución).

En el apartado dedicado a las inversiones previstas en el sector eléctrico, incluido en el Capítulo 8, se realiza una descripción detallada por capítulos (transmisión, distribución / R. Autoayuda y generación) y por años. En este caso daremos una visión sinóptica de este Plan de Inversiones.

<b>Medida 12: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>				
<b>PLAN DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS</b> (miles de dólares USA)				
Periodo	Transmisión	Distribución	Generación	TOTAL
2004-2008	66.802	179.217	185.000	431.019
2009-2013	9.031	116.616	400.000	525.647
<b>TOTAL</b>	<b>75.833</b>	<b>295.833</b>	<b>585.000</b>	<b>956.666</b>

FUENTE: ANDE, empresas privadas y elaboración propia.

- La **financiación** del coste de las inversiones en infraestructuras eléctricas corre a cargo principalmente de la iniciativa privada o empresas multinacionales con algo más de un 58% (inversiones en generación), seguida por la ANDE que desembolsará casi 363 millones de dólares, centrados sobre todo en transmisión y distribución.

<b>Medida 12: Coste y calendario de ejecución</b>				
<b>PLAN DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS</b> (miles de dólares USA)				
<b>Periodo</b>	<b>Transmisión</b>	<b>Distribución</b>	<b>Generación</b>	<b>TOTAL</b>
2004-2008	66.802	179.217	185.000	431.019
2009-2013	9.031	116.616	400.000	525.647
<b>TOTAL</b>	<b>75.833</b>	<b>295.833</b>	<b>585.000</b>	<b>956.666</b>

FUENTE: ANDE, empresas privadas y elaboración propia.

<b>Medida 12: Coste y calendario de ejecución</b>		
<b>FINANCIACIÓN INDICATIVA DE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS, 2004-2013</b>		
<b>Origen</b>	<b>miles dólares USA</b>	<b>%</b>
ANDE	362.947	37,9
B. internacional (1)	35.634	3,7
I. privada	558.085	58,4
<b>TOTAL</b>	<b>956.666</b>	<b>100</b>

(1) Banca Internacional (BID y SBIC)

FUENTE: ANDE, empresas privadas y elaboración propia.

- El **calendario de ejecución** se lleva a cabo según lo previsto en el plan plurianual de inversiones detallado en el apartado sobre inversiones, incluido en el Capítulo 8.

### **MEDIDA 13. LA IMPLICACIÓN DE LAS EMPRESAS BINACIONALES EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA**

- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesaria coordinación entre las empresas binacionales Itaipú y Yacyretá y las autoridades energéticas del Paraguay (actual VMME o futuro Ministerio/Secretaría Técnica de Energía). En otras palabras, el Paraguay no puede diseñar una planificación energética mínimamente razonable a espaldas de ambas empresas binacionales, pues el futuro eléctrico (y energético) del país pasa necesariamente por conocer en cada momento los planes de estas empresas.
- El **objetivo** básico de esta medida se centra, por tanto, en la búsqueda de vías/canales de colaboración entre los encargados de diseñar la política energética del Paraguay y las empresas binacionales.
- El **contenido** de esta medida se puede resumir en los siguientes términos:
  - Definición de líneas/modelos de colaboración de las empresas binacionales con las autoridades energéticas. En este sentido debe destacarse la posibilidad de que ambas empresas estén presentes en la futura Dirección General de la Energía, en particular en la Subdirección correspondiente al sector eléctrico<sup>41</sup>.
  - Íntimamente relacionado con lo anterior, se encuentra la puesta a punto de sistemas de negociación que, en todo momento, optimicen las compras de electricidad, en particular las efectuadas por la ANDE en Itaipú.
  - Finalmente, hay que destacar la necesidad de buscar una solución viable y duradera en el caso de Yacyretá. La condonación o reducción de la deuda actual debería ser una de las líneas prioritarias de trabajo en la búsqueda de esa solución.
- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: en la aplicación de esta medida, la teórica **fortaleza** más importante sería la voluntad política para iniciar el camino hacia una mayor coordinación y hacia una búsqueda de soluciones en el caso de Yacyretá. En sentido contrario, la medida aquí propuesta cuenta con **debilidades** reales que limitan su aplicación. El carácter jurídico de ambas empresas, con una elevada autonomía, sobre todo con respecto a Paraguay<sup>42</sup> le otorgan una prácticamente inexistente implicación en la política energética nacional. Otra debilidad que es necesario destacar es la situación gravemente comprometida de Yacyretá que hace que sus prioridades se centren básicamente en la búsqueda de su viabilidad futura (a través de la finalización de las inversiones y de la condonación/reducción de su deuda). Aún hay más; esta solución depende

---

<sup>41</sup> Recordemos que la ANDE, en este Plan Estratégico, pasa a depender jerárquicamente del futuro Ministerio/Secretaría de la Energía y, más en particular, de la Subdirección General de Electricidad.

<sup>42</sup> Esta autonomía es menos clara sobre todo en el caso de Yacyretá-gobierno argentino.

en gran medida de Argentina, siendo el margen o participación del Paraguay en la búsqueda de esa solución muy baja. Es decir, la solución de Yacyretá es una variable prácticamente exógena al Paraguay sobre la que no ejerce ningún (o poco) control.

De llevarse a cabo la medida, los **resultados** esperados se podrían resumir en los siguientes términos:

- Una mayor racionalidad/fiabilidad de la política energética.
- Mayores posibilidades de mejorar u optimizar el capítulo de compras de electricidad.
- Ampliar el origen de las compras de electricidad a través de Yacyretá.
- Otorgar viabilidad a Yacyretá, lo que afianzaría el nivel de disponibilidad eléctrica del Paraguay<sup>43</sup>.

<b>Medida 13</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Racionalidad/fiabilidad política energética.</li> <li>• Optimizar compras.</li> <li>• Origen compras.</li> <li>• Viabilidad Yacyretá.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voluntad política.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carácter jurídico → Autonomía E. binacionales → No compromiso con política energética.</li> <li>• Situación Yacyretá.</li> <li>• Débil peso Paraguay en búsqueda solución.</li> </ul>

- No se ha previsto **coste** alguno para llevar a cabo esta medida<sup>44</sup>.
- El **calendario de ejecución** de esta medida deber ser prioritario en el caso de Yacyretá y continuado a lo largo de todo el periodo en el caso de la implicación de las empresas binacionales en la política energética del Paraguay. No obstante, esta implicación debe de quedar definida en el momento de la creación del nuevo Ministerio/Secretaría Técnica de Energía que, recordemos, en este Plan Estratégico se fija durante los primeros seis meses del año 2005.

<sup>43</sup> Actualmente la disponibilidad eléctrica asociada a la potencia instalada en Yacyretá no sólo está infrutilizada, sino que, además, es incierta para el futuro si los "problemas de Yacyretá" continúan.

<sup>44</sup> Gran parte de las tareas previstas en esta medida están siendo realizadas por la ANDE (optimización de las compras) y por el propio VMEM con su participación en la búsqueda de una solución razonable para Yacyretá.

<b>Medida 13. Coste y calendario de ejecución</b>		
<b>Área</b>	<b>Coste</b>	<b>Calendario</b>
Definición implicación E. binacionales	----	Enero – Julio 2005
Solución Yacyretá	----	2005
Implicación E. binacionales en política energética	----	2006-2013

## MEDIDA 14. POLÍTICA DE PRECIOS Y GESTIÓN DE LA DEMANDA

- Esta medida se **justifica** por la necesidad de aplicar unos precios de la electricidad, cuyo valor medio (precio medio de la electricidad) cubra de manera razonable el coste total del servicio eléctrico, haciendo posible, así, la implementación de una mínima gestión de la demanda y otorgando a las empresas eléctricas (actualmente a la ANDE) la posibilidad de obtener una rentabilidad razonable de sus ventas que, a su vez, les permita generar recursos para la autofinanciación de inversiones.
- El **objetivo** básico de esta medida es doble: asegurar una rentabilidad mínima de las ventas de la ANDE que la revalorice y le permita atender las inversiones futuras adecuadamente, y poner en marcha una tipología de tarifas que, principalmente en el caso de grandes consumidores, facilite la práctica de una cierta gestión de la demanda<sup>45</sup>.
- El **contenido** de esta medida se centra en la definición de nuevas tarifas que abarque el amplio abanico de clientes, adaptándose a sus necesidades aunque sin perder de vista que el resultado final o precio medio de la electricidad debe cubrir el coste total del servicio eléctrico<sup>46</sup>.
- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: esta medida solo cuenta con una “**fortaleza potencial**” que se traduciría en el convencimiento de todos los agentes de implementar un sistema de tarifas como el definido más arriba. Sus principales **debilidades** se relacionan con la oposición de la mayoría de los agentes cuando se habla de precios, pues normalmente se piensa que un nuevo sistema de tarifas acaba en un aumento de estas. Esta debilidad conlleva, por tanto, la necesidad de informar como paso previo el establecimiento de nuevos sistemas de tarifas, pues estos lo que hacen de manera prioritaria es adaptar y racionalizar la utilización de la electricidad a los distintos segmentos de clientes domésticos, comerciales e industriales. Unida a la anterior debilidad se encuentra la situación económica del país: el retroceso/estancamiento económico y el aumento de la pobreza dificultan el diseño de nuevos sistemas de tarifas.
- Como **principal resultado** esperado cabría resaltar que la aplicación de este sistema de tarifas tendría efectos positivos no solo sobre la situación económico-financiera de la ANDE<sup>47</sup>, sino también sobre el uso de la electricidad, dotándolo de un mayor grado de racionalidad.

---

<sup>45</sup> Por ejemplo, tarifas con discriminación horaria de potencia (THP)

<sup>46</sup> Definición de sistemas de tarifas más sofisticadas (tipo discriminación horaria) posibilitando, de esta manera, una mínima gestión de la demanda de electricidad.

<sup>47</sup> La ANDE deberá, en paralelo, optimizar sus gastos con el fin de facilitar el tránsito hacia una cuenta de explotación con resultados positivos.

<b>Medida 14</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Situación económico-financiera ANDE.</li> <li>• Gestión demanda electricidad.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Oposición agentes.</li> <li>• Situación socioeconómica.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Información</p>

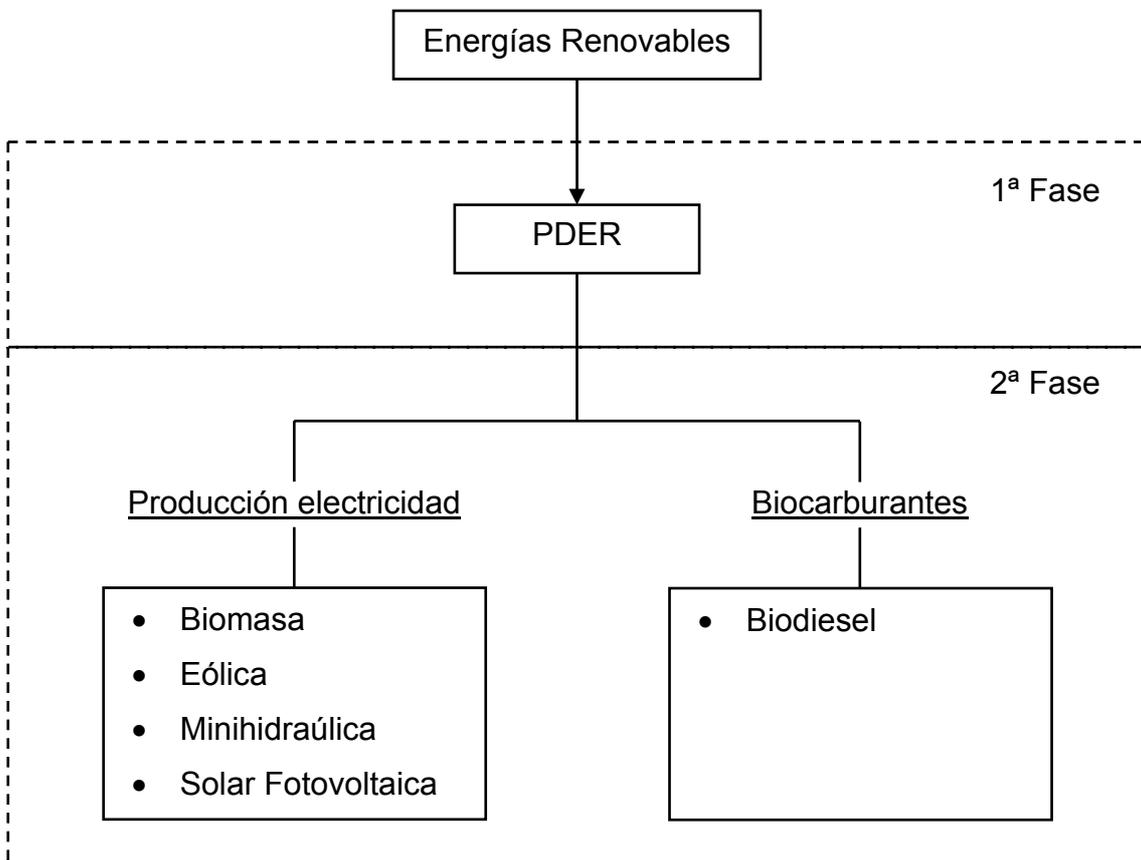
- No se ha previsto **coste** alguno para el desarrollo de esta medida.
- La puesta a punto de un sistema de tarifas similar al propuesto aquí, debería contar con un **calendario de ejecución** no superior a dos años. Es decir, este calendario ocuparía el bienio 2005-2006.

<b>Medida 14: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Área</b>	<b>Coste</b>	<b>Financiación</b>	<b>Calendario</b>
Definición tarifas	----	----	Junio 2005 – Junio 2006
Aprobación sistema de tarifas	----	----	Julio - Diciembre 2006

#### IX.4.6. INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Este programa se presenta como un complemento a los programas de organización y sectoriales en la consecución de los siguientes **objetivos** de carácter general:

- Mayor diversificación con fuentes de energía autóctonas, lo que implica reducir la dependencia y vulnerabilidad energéticas.
- Aumentar la cobertura energética geográfica y poblacional.
- Limitar el impacto medioambiental del uso de la energía potenciando, además, el carácter sostenible del sistema energético del Paraguay<sup>48</sup>.



La consecución de esos objetivos generales se lleva a cabo con la puesta a punto de un Plan de aplicaciones-piloto entre las que cabe destacar las relacionadas con la biomasa, la energía eólica, la minihidráulica y la solar

<sup>48</sup> Todo ello a través del ahorro de energías fósiles y del consecuente volumen de emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>.

fotovoltaica. También destaca la actuación prevista en el área del biodiesel con la puesta en marcha de una planta piloto de 5.000 toneladas/año.

El programa centra, por tanto, su atención en una primera fase de diseño/elaboración de un Plan de Desarrollo de las Energías Renovables (PDER) y, en una fase posterior de puesta a punto y funcionamiento de ciertos sistemas de energías renovables, destacando los que tienen como objetivo la producción de electricidad, a los que se une el de la producción de biocombustible.

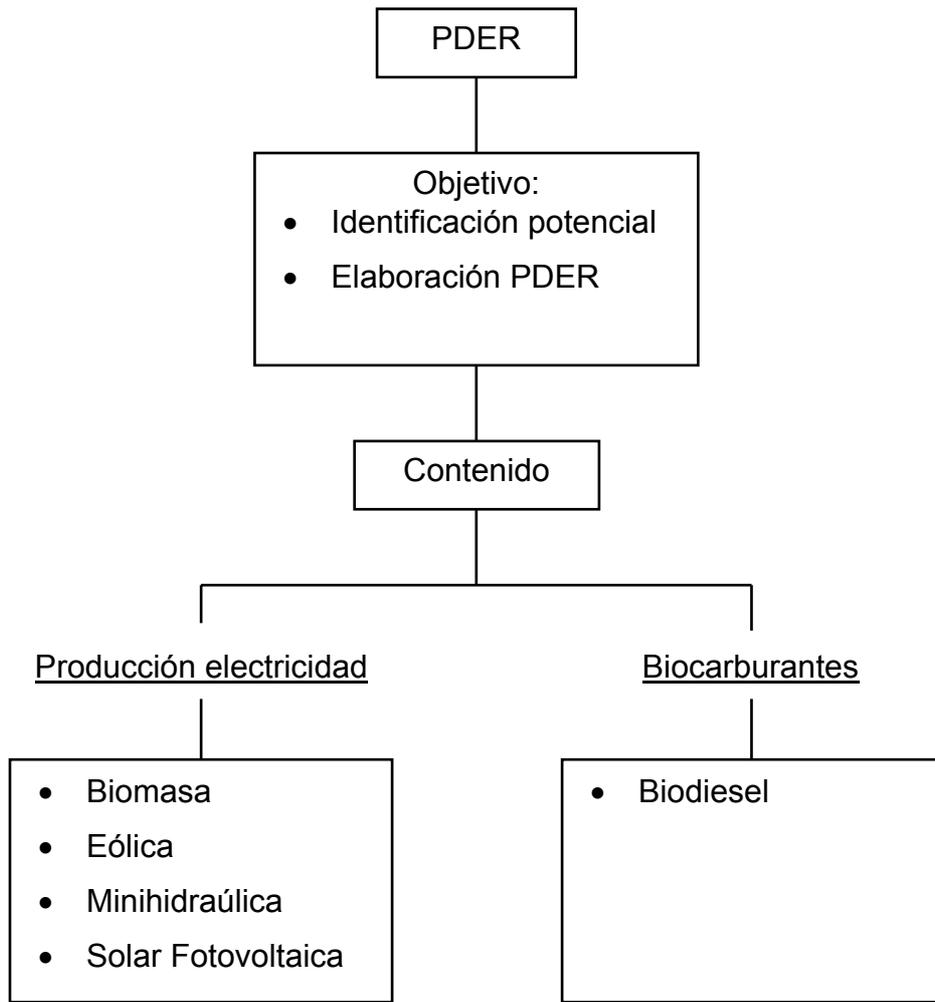
## **MEDIDA 15. PLAN DE DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (PDER)**

- Esta medida encuentra su **justificación** en tres razones principales. Paraguay no puede quedar al margen del desarrollo mundial y de la implementación de sistemas de energías renovables. Estos sistemas han calado hondo en los países avanzados como fórmula hacia la consecución de sistemas energéticos sostenibles<sup>49</sup>, siendo un ejemplo de esto el espectacular avance registrado por la energía eólica en los últimos cinco años. A esta le seguirán, sin duda, otras energías renovables como la solar fotovoltaica conforme el progreso técnico haga más asequible el costo de la inversión. Otra razón de peso que tiene Paraguay para el desarrollo de energías renovables es el impacto que éstas tienen en el balance energético, diversificándolo y reduciendo, por tanto, su dependencia/vulnerabilidad energética. Una tercera razón sería la de buscar soluciones energéticas aceptables, a través de energías renovables para zonas geográficas con altas dificultades de suministro energético vía energías “clásicas”.
- El **objetivo** de esta medida es doble: por una parte y como paso previo, la identificación del potencial en energías renovables del Paraguay (por energías y zonas geográficas); y, en base a los resultados de este paso previo, la elaboración de un Plan de Desarrollo de Energías Renovables para el Paraguay.
- El **contenido** de la medida se desglosa, por tanto, en dos grandes bloques:
  - Primer bloque de identificación del potencial en energías renovables del Paraguay.
  - Segundo bloque de elaboración del PDER.

El segundo bloque se compone de planes de desarrollo de cada una de las energías renovables consideradas: biomasa, eólica, minihidráulica, solar fotovoltaica y área de biocarburantes.

---

<sup>49</sup> Ahorro energético, emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas, diversificación/dependencia energética, etc. son argumentos que están haciendo que las energías renovables se abran un hueco cada vez mayor en los balances energéticos.



- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: la principal **fortaleza** de esta medida se encuentra en el alto consenso que existe entre todos los agentes sobre la necesidad y el interés que tienen las energías renovables para el sistema energético y la economía de un país. Un elemento que podría obstaculizar la realización de esta medida es su coste y la correspondiente búsqueda de recursos financieros. No obstante, esta **debilidad** prácticamente desaparece ante la creciente disponibilidad de fondos, de origen internacional, para llevar a cabo este tipo de actuaciones en países en vías de desarrollo. Además de las ventajas que supone tener un diagnóstico sobre el potencial de las energías renovables y su correspondiente documento de desarrollo, el PDER sitúa al Paraguay como país en vía de desarrollo - objetivo para la puesta a punto de proyectos de energías renovables para países firmantes del Protocolo de Kyoto como mecanismo de cumplimiento de sus respectivos Planes de

Asignación de Emisiones de CO<sub>2</sub><sup>50</sup>. Es decir, el principal **resultado esperado** es el de convertir a Paraguay en un país de “atracción” de proyectos y recursos para el desarrollo de energías renovables.

<b>Medida 15</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conocer potencial E. Renovables.</li> <li>• Atraer proyectos y recursos a través mecanismo MDL (P. Kyoto).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consenso agentes desarrollo E. Renovables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recursos financieros.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">Solución a través O. Internacionales; ayudas países extranjeros</p>

- El **coste** de la medida asciende a 350.000 dólares USA, correspondiendo su financiación a Organismos Internacionales (Banco Mundial, UE, etc.) o bien buscando los recursos necesarios en programas de ayuda de países desarrollados.
- El **calendario de ejecución** tendría una duración mínima de un año y medio, no debiéndose demorar su inicio con el fin de capturar lo antes posible recursos procedentes de los mecanismos previstos en el Protocolo de Kyoto<sup>51</sup>. Así pues, el Plan de Desarrollo de Energías Renovables debería realizarse en un periodo máximo de 18 meses: Marzo 2005-Agosto 2006, según el siguiente desglose por tareas:
  - Identificación potencial (eólico, minihidráulico y solar fotovoltaico): marzo 2005 – Marzo 2006.
  - Elaboración Plan de Desarrollo: Abril – Agosto 2006.

<sup>50</sup> Financiación de proyectos de energías renovables en países en desarrollo (Mecanismos de Desarrollo limpio, MDL).

<sup>51</sup> No olvidemos que los países de la UE están ratificando sus Planes Nacionales de Asignación de Emisiones de CO<sub>2</sub> para una primera fase que acaba en 2007. Paraguay debe prepararse rápidamente como país receptor de proyectos y recursos para energías renovables durante esta primera fase 2005-2007.

<b>Medida 15. Coste y calendario de ejecución</b>		
<b>Área</b>	<b>Coste</b>	<b>Calendario</b>
Identificación potencial E. Renovables	200.000	Marzo 05 – Marzo 06
Elaboración Plan de Desarrollo E.R.	150.000	Abril 06 – Agosto 06
PDER	350.000	Marzo 05 – Agosto 06

## MEDIDA 16. APLICACIONES PILOTO DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

- La **justificación** de esta medida se encuentra en la continuidad que es necesario otorgar al PDER para convertir la opción de energías renovables en realidad.
- El **objetivo** es conseguir poner en funcionamiento un mínimo razonable de sistemas de energías renovables para la producción de electricidad en línea con el planteamiento efectuado en el Plan Estratégico en el que se estima una electricidad generada de 326 GWh en 2013.
- El **contenido** de la medida se puede resumir en los siguientes términos:
  - Utilización de biomasa para la producción de electricidad. Potencia instalada en 2008-2013: 20 MW. Producción estimada en 2013: 150 GWh.
  - Instalación de 45 MW de energía eólica a lo largo de 2008-2013. Producción estimada en 2013: 108 GWh.
  - Puesta a punto de instalaciones de energía solar fotovoltaica para el suministro eléctrico en zonas de difícil acceso de la red de distribución y con pequeños consumos. Instalación de 40 kW durante 2008-2013. Producción estimada en 2013 de 60 MWh.
  - Instalación de 15 MW de minihidráulica durante 2008-2013, con una producción estimada de 68 GWh (2013).

<b>Resumen de aplicaciones piloto de energías renovables para la producción de electricidad 2008-2013</b>		
<b>Energía</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Producción (GWh)</b>
Biomasa	20	150
Eólica	45	108
Solar fotovoltaica	0,04	0,06
Minihidráulica	15	68
<b>TOTAL</b>	<b>80,04</b>	<b>326,06</b>

- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: a esta medida le afectan **fortalezas** y **debilidades** similares a las señaladas en la medida 15. En

cuanto a los **resultados esperados**, a los mencionados en la medida 15, hay que añadir la “ampliación” del balance energético del Paraguay al contar con un mix de energías más diverso. A esta mayor diversificación, se añade una menor dependencia energética al tratarse de energías autóctonas.

Medida 16		
RESULTADOS ESPERADOS	FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diversificación mix energético.</li> <li>• Menor dependencia.</li> <li>• Emisiones CO<sub>2</sub> evitadas.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>Hacia un sistema energético sostenible</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consenso agentes desarrollo E. Renovables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado tecnología → coste inversión. (1)</li> <li>• Recursos financieros.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>Solución a través O. Internacionales; mecanismo de desarrollo limpio (MDL) de P. Kyoto.</p>

(1) Afecta principalmente a biomasa y solar fotovoltaica.

- El **coste** estimado de la aplicación de los sistemas de energías renovables para la producción de electricidad asciende para el conjunto del periodo (2008-2013) a casi 81 millones de dólares USA. La distribución de este coste por energías renovables es la siguiente:

	%
Biomasa	36,4
Eólica	42,4
Minihidráulica	20,5
Solar fotovoltaica	0,7
TOTAL	100,0

- La **financiación** indicativa del coste de la aplicación de las energías renovables retenidas corresponde en un 100% a Organismos

Internacionales, países avanzados (programas de ayuda) y empresas extranjeras (a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio previsto en el Protocolo de Kyoto).

- El **calendario de ejecución** se extiende a lo largo de 2008-2013, en gran medida como culminación y aplicación real del PDER (medida 15):

<b>Medida 16: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Energía</b>	<b>Coste (miles dólares USA)</b>	<b>Financiación (origen)</b>	<b>Calendario</b>
Biomasa	29.500	O.I.; G.E.;P.K. (1)	2008-2013
Eólica	34.350	O.I.; G.E.;P.K. (1)	2008-2013
Minidráulica	16.600	O.I.; G.E.;P.K. (1)	2008-2013
Solar fotovoltaica	498	O.I.; G.E.;P.K. (1)	2008-2013
	80.948	O.I.; G.E.;P.K. (1)	2008-2013

(1) O.I.: Organismos Internacionales; G.E.: Gobiernos Extranjeros (programas de ayuda); P.K.: Protocolo de Kyoto (MDL)

<b>Hipótesis manejadas para la estimación del coste plurianual de la aplicación de sistemas de energías renovables para la producción de electricidad</b>				
	<b>2008</b>	<b>2010</b>	<b>2013</b>	<b>Acumulado</b>
<b>Biomasa</b>				
Dólares USA/kW	1.600	1.400	1.300	-
Potencia (MW)	10	5	5	20
Coste (dólares USA)	16.000.000	7.000.000	6.500.00	29.500.000
<b>Eólica</b>				
Dólares USA/kW	860	750	680	-
Potencia (MW)	15	15	15	45
Coste (dólares USA)	12.900.000	11.250.000	10.200.000	34.350.000
<b>Minihidráulica</b>				
Dólares USA/kW	1.170	1.100	1.050	-
Potencia (MW)	5	5	5	15
Coste (dólares USA)	5.850.000	5.500.000	5.250.000	16.600.000
<b>Solar fotovoltaica</b>				
Dólares USA/kW	13.100	12.400	11.500	-
Potencia (MW)	15	15	10	40
Coste (dólares USA)	196.500	186.000	115.000	497.500
<b>TOTAL</b>	<b>34.946.500</b>	<b>23.936.000</b>	<b>22.065.000</b>	<b>80.947.500</b>

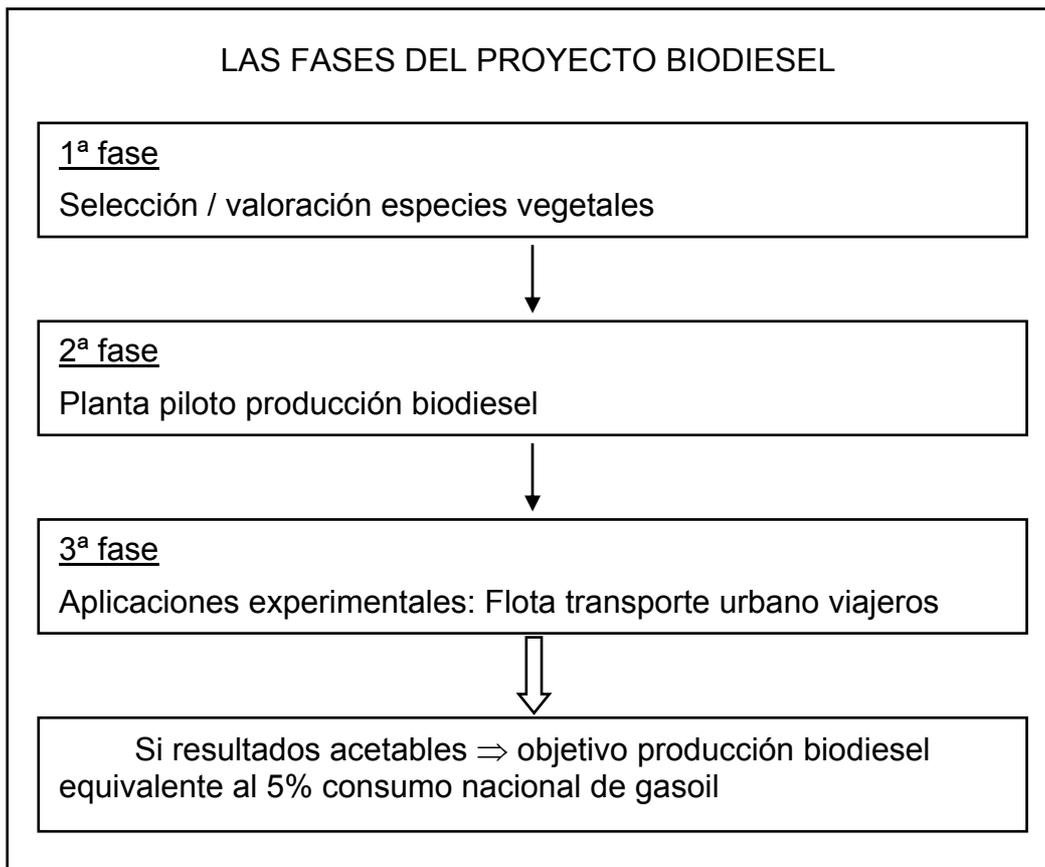
## **MEDIDA 17. APLICACIONES PILOTO PARA LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL**

- Esta medida encuentra su **justificación** en la necesidad que tiene el Paraguay de encontrar soluciones energéticas que disminuyan su total dependencia externa en el consumo de carburantes, en especial de gasoil. Esta dependencia puede reducirse a través del desarrollo de un proyecto de producción de biodiesel a partir de materias primas nacionales (soja, coco, etc.,).
- El **objetivo** de esta medida es la puesta en funcionamiento de una sistema de producción de biodiesel, capaz de ser mezclado con el gasoil en términos técnicos y económicos razonables y que, obviamente, permita, gradualmente, ahorrar un volumen cada vez mayor de este último carburante.
- El **contenido** de la medida se materializa en tres manifestaciones, cuyo orden secuencial en el tiempo es el siguiente:
  - Selección/valoración de especies vegetales para la producción de biodiesel competitivo.
  - Puesta en marcha de una planta piloto de producción de biodiesel con una capacidad aproximada de 5.000 toneladas/año.
  - Aplicaciones experimentales del biodiesel en flota de transporte urbano de viajeros de larga duración, de tal manera que permitan conocer el comportamiento de los motores sometidos a diferentes regímenes y composiciones de la mezcla y que sirvan, además, como mecanismo de incentivación para una mayor penetración en el parque de vehículos.

Si la culminación de estas tres fases es positiva, tanto en términos técnicos como económicos, Paraguay podría plantearse el objetivo más ambicioso de llegar hasta un 5% de sustitución de gasoil por biodiesel en todo el parque de vehículos<sup>52</sup>.

---

<sup>52</sup> Este objetivo equivaldría a una producción aproximada de 45.000 toneladas de biodiesel.



- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: una de las principales **fortalezas** de esta medida es el amplio consenso que existe entre todos los agentes sobre sus efectos positivos entre los que cabe resaltar el ahorro de divisas que supondría la penetración de los biocarburantes en el consumo de energía del transporte, disminuyendo, al mismo tiempo, la dependencia energética del Paraguay. A este efecto se añade otro no menos importante; se trata de los aspectos medioambientales que conlleva la penetración del biodiesel a través de la disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera, de su carácter biodegradable y de la ausencia de azufre<sup>53</sup>. Una **debilidad** importante que registra la producción de biodiesel es el “estado de la tecnología” en el que aún es necesario hacer un gran esfuerzo no solo para mejorar los métodos de producción sino también para reducir el coste de la inversión y los gastos de explotación.

También es necesario señalar como una limitación la necesidad de realizar experiencias de demostración de larga duración sobre la utilización del biodiesel, de tal manera que permitan conocer el comportamiento de los

<sup>53</sup> El Paraguay cuenta también con otra fortaleza, se trata de la abundancia de materia prima para la producción de biodiesel (soja, y/o coco).

motores sometidos a diferentes regímenes y composiciones de la mezcla y el tipo de modificaciones necesarias para una adaptación adecuada. El éxito de esto último facilitará la penetración del biodiesel en los canales de comercialización “normalizados” (estaciones de servicio). Entre los **resultados esperados** sobresalen los siguientes:

- Resultado económico positivo a través del ahorro de divisas y la creación de empleo.
- Reducción del ratio de emisiones/vehículo.
- Aplicaciones alternativas a ciertos productos vegetales tales como la soja, el coco y otros. Estas aplicaciones energéticas amplían el mercado para esos productos vegetales y disminuyen, por tanto, su dependencia del mercado exterior (principalmente en el caso de la soja).
- La realización de experiencias de demostración sobre la utilización de biodiesel en la flota de transporte público urbano de viajeros facilitará la penetración del biodiesel en el resto del parque de vehículos, así como su presencia en los canales de comercialización “clásicos” (estaciones de servicio).

<b>Medida 17</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Efectos económicos positivos (ahorro divisas y empleo).</li> <li>• Reducción ratio emisiones /vehículo.</li> <li>• Aplicaciones alternativas prod. vegetales (soja, coco).</li> <li>• Experiencias piloto → acceso parque vehículos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consenso agentes.</li> <li>• Aspectos económicos.</li> <li>• Medio ambiente.</li> <li>• Materias primas (soja, coco).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado tecnología.</li> <li>• Coste inversión → Recursos financieros.</li> <li>• Limitada experiencia en utilización.</li> <li>• Comercialización.</li> </ul>

- El **coste** de esta medida se desglosa en dos conceptos (en función de sus secuencia temporal)
  - Primera fase de “Selección y valoración de especies vegetales para la producción de biodiesel; coste estimado de 150.000 dólares USA.
  - Segunda fase de puesta a punto de una planta piloto para la fabricación de biodiesel, con una capacidad de 5.000 toneladas/año; coste estimado de 2.250.000 dólares USA.

- A la tercera fase de utilización del biodiesel en flota de transporte urbano de viajeros no se le imputa coste.
- La **financiación** de esta medida corre a cargo de Organismos Internacionales y de programas de ayuda de países desarrollados, en particular para la primera fase y con cargo a los mecanismos de financiación previstos por el Protocolo de Kyoto para la segunda fase.
- El **calendario de ejecución** de esta medida sería el siguiente:
  - Primera fase: Selección y valoración de especies vegetales: 2006.
  - Segunda fase: Planta piloto para la producción de biodiesel: 2007
  - Tercera fase: Aplicaciones de demostración en flota de transporte urbano de viajeros: 2008-2010. A partir de 2011 se amplía el uso de biodiesel a la totalidad del parque de vehículos.

<b>Medida 17: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Fases</b>	<b>Coste (dólares USA)</b>	<b>Financiación (1)</b>	<b>Calendario</b>
Primera	150.000	O.I.; G.E.	2006
Segunda	2.250.000	O.I.; P.K. (1)	2007
Tercera	----	----	2008-2010
Cuarta (2)	----	----	2011-2013
	2.400.000	----	2006-2013

(1) O.I.: Organismos Internacionales; G.E.: Gobiernos Extranjeros (programas de ayuda); P.K.: Protocolo de Kyoto (MDL)

(2) Etapa de culminación si el resultado de la anterior es positivo.

#### **IX.4.7. ASISTENCIA TÉCNICA**

Este programa contiene una sola medida de asistencia técnica hasta 2013, si bien la mayor carga de trabajo se concentra en los primeros años de desarrollo de Plan Estratégico. Se trata, en definitiva, de dotar al PESE de un mecanismo de apoyo y de actualización; también de reflexión/autocrítica sobre el nivel de cumplimiento de los programas y sus respectivas medidas previstas. Diez años es un periodo lo suficientemente largo como para someter al PESE a controles que corrijan defectos, detecten incumplimientos y busquen soluciones a nuevos problemas / situaciones que, sin duda, aparecerán a lo largo del periodo. El PESE constituye un sistema de bloques dinámico y abierto y, por tanto, sometido a presiones / cambios internos y externos. Prever o detectar estos cambios y presiones e introducirlos convenientemente en el PESE es la manera más eficaz de hacerlo un instrumento útil para obtener un sistema energético para el Paraguay competitivo, eficaz y seguro que facilite la obtención de un mayor bienestar social a través de un crecimiento económico sostenible y en convergencia progresiva hacia los niveles socioeconómicos medios del MERCOSUR.

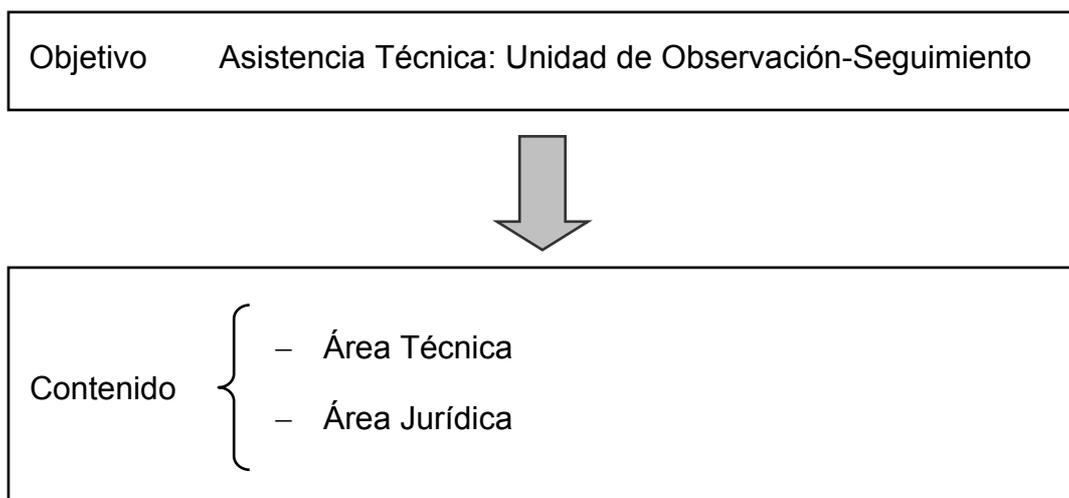
## MEDIDA 18. ASISTENCIA TÉCNICA

- Esta medida encuentra su **justificación** en el amplio contenido técnico y jurídico del Plan Estratégico y su base o Marco Regulatorio.

A pesar de nuestros esfuerzos de planificación, el futuro es incierto y está sometido no solo a imprevistos y nuevos acontecimientos, sino también a incumplimientos que obviamente pueden comprometer la consecución de los objetivos marcados. Para evitar que esto último ocurra es necesario establecer una especie de observatorio que haga posible un seguimiento eficaz del desarrollo del PESE, de su entorno socioeconómico y de los posibles imprevistos (internos y externos) que lo puedan afectar (positiva/negativamente).

- El **objetivo** básico de esta medida es la puesta en marcha de un mecanismo de control y de asistencia técnica que permita, en todo momento, un funcionamiento correcto del PESE y de su Marco Regulatorio en línea con los objetivos/desafíos marcados.
- El **contenido** de esta medida se puede desglosar en dos áreas:
  - Area técnica, centrada en el desarrollo de los programas institucionales y sectoriales.
  - Area jurídica, centrada en la puesta a punto y desarrollo del Marco Regulatorio.

Ambas áreas podrían formar parte de una sola “unidad de observación y seguimiento del PESE y su Marco Regulatorio”. Esta unidad estaría atendida de manera continua hasta 2013 por técnicos y juristas independientes.



- Fortalezas, debilidades y resultados esperados: Su principal **fortaleza** radica en la voluntad política de crear esta unidad como mecanismo necesario para el buen desarrollo del PESE y su Marco Regulatorio. Su principal **debilidad** podría consistir en la utilización de esta unidad más como un “aliado” por parte del poder político que como un instrumento consulto independiente, cuya existencia sólo se justifica por su labor en el correcto desarrollo del Plan estratégico y su Marco Regulatorio. Entre los **resultados esperados** cabe resaltar los siguientes:
  - Mantener vivo el Plan Estratégico y su Marco Regulatorio a lo largo de todo el periodo (2005-2013).
  - Acercar las metas marcadas en el PESE con las realmente obtenidas durante los próximos años.
  - Capturar acontecimientos inesperados o nuevos (internos y externos) que pueden afectar los resultados previstos en el PESE.

<b>Medida 18</b>		
<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Activar PESE y M. Regulatorio.</li> <li>• Metas PESE equivalentes resultados reales.</li> <li>• Capturar acontecimientos.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>Asegurar mayor nivel posible de cumplimiento del PESE y M. Regulatorio</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voluntad política.</li> </ul> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>Crear bondad PESE</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilización política unidad observación/seguimiento.</li> </ul>

- El **coste** anual de esta medida para las dos áreas previstas se desglosa en dos subperiodos, siendo el primero de ellos, como es lógico, el que tiene mayor carga de trabajo pues en él se concentran la mayor parte de la puesta a punto y entrada en funcionamiento de las medidas técnicas y jurídicas previstas:
  - Primer subperiodo (2005-2008), con un coste de 180.000 dólares USA.
  - Segundo subperiodo (2009-2013), con un coste de 140.000 dólares USA.

El coste total asciende por tanto a 320.000 dólares USA.

- La **financiación** de esta medida corresponde en un 100% a Organismos Internacionales y/o a Gobiernos extranjeros (programas de ayuda al desarrollo).
- Como ya se ha puesto de manifiesto, el **calendario de ejecución** se extiende a lo largo de todo los años del periodo 2005-2013, si bien hay que recordar que en la primera parte de este periodo (2005-2008) se concentra una mayor carga de trabajo.

<b>Medida 18: Coste, financiación y calendario de ejecución</b>			
<b>Área</b>	<b>Coste (dólares USA)</b>	<b>Financiación (1)</b>	<b>Calendario</b>
Técnica/Jurídica			
1er subperiodo	180.000	O.I.; G.E.	2005-2008 (2)
2º subperiodo	140.000	O.I.; G.E.	2009-2013
TOTAL	320.000	----	2005-2013

(1) O.I.: Organismos Internacionales; G.E.: Gobiernos Extranjeros (programas de ayuda).

(2) Entrada en funcionamiento tras la aprobación del PESE en 2005.

## IX.5. SÍNTESIS DE LAS INVERSIONES PREVISTAS EN EL PLAN ESTRATÉGICO. CRONOGRAMA

En el Plan Estratégico se han estimado unas inversiones para el periodo 2004-2013 cuyo coste supera ligeramente los 1.200 millones de dólares USA, aunque en esta cifra no está incluido el coste correspondiente a las acciones que serán necesarias llevar a cabo en infraestructuras petroleras (exploración, transporte, refino, almacenamiento, distribución y comercialización).

Por líneas de actuación, el coste de las inversiones se desglosa como sigue:

Línea de actuación	Coste (miles dólares USA)
Integración competencias energéticas y coordinación institucional	----
Fiscalización funcionamiento sector energético	----
Modernización/liberalización sector petróleo	1.900
Desarrollo gas natural	163.000
Modernización sector electricidad	956.666
Introducción energías renovables	83.698
Asistencia técnica	320
<b>TOTAL</b>	<b>1.205.584</b>

En la financiación indicativa manejada destaca la iniciativa privada por su presencia en las inversiones de infraestructuras gasistas (gasoductos) y en las correspondientes a generación eléctrica (centrales de ciclo combinado). Los recursos aportados por esta iniciativa privada ascienden a algo más de 721 millones de dólares USA. La ANDE, por su parte, aporta el 30% de la financiación, centrada básicamente en inversiones en transmisión y distribución de electricidad. Las organizaciones supranacionales, los programas de ayuda procedentes de países avanzados y los mecanismos de financiación (MDL) prevista en el Protocolo de Kyoto aportan el resto de los recursos (en torno a un 10%):

**ORIGEN DE LA FINANCIACIÓN INDICATIVA DE LAS INVERSIONES. 2004-2013**

<b>Origen</b>	<b>miles dólares USA</b>	<b>%</b>
ANDE	362.947	30,1
IP (1)	721.085	59,8
OI (2)	121.552	10,1
<b>TOTAL</b>	<b>1.205.584</b>	<b>100,0</b>

(1) Iniciativa privada.

(2) Organismos internacionales (FMI; Banco Mundial; UE; banca extranjera; programas de ayuda al desarrollo de países avanzados; P. Kyoto; ...).

**PLAN ESTRATÉGICO. VISIÓN SINÓPTICA DE LÍNEAS DE ACTUACIÓN Y MEDIDAS**

LÍNEA DE ACTUACIÓN/MEDIDA	CALENDARIO	COSTE (dólares USA)
<b>Integración competencias energéticas, autonomía y coordinación institucional</b>		
1. Creación Ministerio/ST Energía	Enero - Julio 2005	----
2. Creación Comisión Interministerial de Coordinación	Enero - Julio 2005	----
<b>Fiscalización funcionamiento sector energético</b>		
3. Creación del Regulador		----
• Regulador único	Enero - Diciembre 2005	
• Reguladores sectoriales	2005 - 2008	
<b>Modernización/Liberalización sector petróleo</b>		<b>1.900.000</b>
4. Apoyo exploración hidrocarburos	2005 - 2013	ND
5. Reorientación de Petropar. Coordinación con Comisión de Reforzamiento de Petropar	2004 - 2005	200.000
6. De acompañamiento a la reorientación de Petropar. Refinería Villa Elisa	2005	----
7. Infraestructuras del sector petrolero. Plan de inversiones		
• Valoración infraestructuras	Sept. - Diciembre 2005	200.000
• Plan de inversiones	2006 - 2013	ND
8. Liberalización importaciones de gasoil. Acciones organización mercado y sistemas precios	Enero - Diciembre 2005	----
9. Acciones sensibilización uso racional carburantes		
• Diseño campaña y publicación en medios comunicación	2006	900.000
• Educación ambiental	2006	400.000
• ITV	2007 - 2013	200.000
<b>Desarrollo del gas natural</b>		<b>163.000.000</b>
10. Plan del gas. El papel de COMIGAS	2005 - 2006	

**PLAN ESTRATÉGICO. VISIÓN SINÓPTICA DE LÍNEAS DE ACTUACIÓN Y MEDIDAS**

LÍNEA DE ACTUACIÓN/MEDIDA	CALENDARIO	COSTE (dólares USA)
11. Plan de inversiones en infraestructuras gasistas (gasoductos)		
• Primera fase	2005 - 2006	10.000.000
• Segunda fase	2007 - 2013	153.000.000
<b>Modernización sector electricidad</b>		<b>956.666.000</b>
12. Plan de infraestructuras		
• Transmisión	2004 - 2013	75.833.000
• Distribución	2004 - 2013	295.833.000
• Generación	2006 - 2013	585.000.000
13. Implicación empresas binacionales en política energética	Enero - Diciembre 2005	----
14. Política de precios y gestión de la demanda	2005 - 2006	---
<b>Introducción energías renovables</b>		<b>83.698.000</b>
15. Plan desarrollo energías renovables (PDER)	2005 - 2006	350.000
16. Aplicaciones piloto producción electricidad	2005 - 2013	
• Biomasa		29.500.000
• Eólica		34.350.000
• Minihidráulica		16.600.000
• Solar fotovoltaica		498.000
17. Aplicaciones piloto producción biodiesel	2006 - 2013	
• Selección/valoración especies vegetales		150.000
• Planta piloto		2.250.000
<b>Asistencia técnica</b>		<b>320.000</b>
Asistencia técnica	2005 - 2013	320.000
<b>TOTAL</b>	<b>2004 - 2013</b>	<b>1.205.584.000</b>

ND: No disponible.

**PLAN ESTRATÉGICO. CRONOGRAMA**

Medida	05	06	07	08	09	10	11	12	13
1. Creación Ministerio/STP									
2. Comisión interministerial									
3. Creación regulador									
.Regulador único									
.Reguladores sectoriales									
4. Exploración hidrocarburos									
5. Reorientación Petropar									
6. Acompañamiento Villa Elisa									
7. Infraestructuras petróleo									
.Valoración capacidad									
.Diseño plan inversiones									
.Plan plurianual inversiones									
8. Liberalización gasoil. Precios									
9. Sensibilización uso carburantes									
10. Plan del gas									
11. Plan inversiones gas									
.Gasoducto 4-8"									
.Gasoducto 18" y ramal 4-6"									
12. Sector eléctrico. Infraestructuras									
13. Empresas binacionales									
.Modelo implicación en PE									
.Solución Yacyretá									
14. Precios electricidad									
15. Plan E. Renovables									
.Identificación potencial									
.Plan E.Renovables									
16. Aplicaciones piloto electricidad									
17. Aplicaciones piloto biodiesel									
.Valoración especies vegetales									
.Planta piloto									
.Aplicación/demostración									
.Extensión parque vehículos									
18. Asistencia Técnica									

**NOTAS:**

Medida 3: Si se opta por reguladores sectoriales, estos deberían converger en un solo regulador en torno a 2008-2009.

Medida 12: Tres hitos: Esfuerzo más importante en transmisión/distribución a cargo de la ANDE durante 2005-2008; entrada en funcionamiento de la primera central de ciclo combinado a cargo de la iniciativa privada extranjera en 2007; entrada en funcionamiento de la segunda central de ciclo combinado de 750 MW a cargo de la iniciativa privada extranjera en 2013.

Medida 16: Hitos inversores más importantes: 2008; 2010 y 2013.

## ANEXO 1. RESUMEN DE LA OPINIÓN DE LOS AGENTES/EXPERTOS

1. Durante el mes de **noviembre de 2003** (17-11-03 al 24-11-03) se llevaron a cabo **20 entrevistas** con representantes/agentes de diversos organismos e instituciones públicas y privadas, así como con expertos en economía energética.

2. En todas las entrevistas se plantearon **dos bloques** de temas:

- Unos relacionados con la **situación socioeconómica** de Paraguay.
- Otros relacionados con la **energía**.

3. En la mayoría de los casos, las personas entrevistadas pusieron de manifiesto su preocupación ante la delicada **situación socioeconómica** del país, caracterizada por la existencia de importantes **desequilibrios estructurales** y la persistencia de tendencias hacia una creciente **pobreza** de la población. Las manifestaciones de esta delicada situación son de sobra conocidas: pobreza, desempleo, baja productividad, debilidad estructural de la economía y del tejido empresarial, déficit público, deuda externa, vulnerabilidad de la economía (dependencia exterior), caída de la inversión, limitación extrema de recursos financieros, altos tipos de interés, etc. fueron algunas de esas manifestaciones citadas por las personas entrevistadas.

4. A las anteriores manifestaciones socioeconómicas se añaden otras de tipo institucional/regulatorio también señaladas por los entrevistados: cierta inestabilidad política/institucional, ausencia de marcos regulatorios que otorguen fiabilidad y continuidad, etc.

5. Todas estas manifestaciones confieren a Paraguay la clasificación de un país con grandes **debilidades estructurales**, insuficientes **garantías jurídicas** y, por tanto, con graves **dificultades** para llevar a cabo **actuaciones** que cambien el signo de las tendencias históricas.

6. Respecto a la **situación energética**, vuelven a repetirse ciertas manifestaciones ya mencionadas en el bloque socioeconómico:

- Dispersión institucional y ausencia de un marco regulatorio fiable y estable.
- Limitados recursos financieros para llevar a cabo las inversiones energéticas.

7. Respecto a la **dispersión institucional/marco regulatorio**, todas las personas entrevistadas abogaron por introducir un mayor orden institucional vía la creación, a ser posible, de un **único organismo** en el que se concentren todas las competencias energéticas. La coherencia y la coordinación fueron argumentos utilizados para justificar la medida anterior.

8. Todas las personas entrevistadas reconocieron la **especialización eléctrica** de Paraguay y, en esta línea, algunas de ellas apostaron por políticas de mayor electrificación del país hasta alcanzar, al menos, los niveles medios registrados en MERCOSUR.

9. Otros agentes/expertos entrevistados aconsejaron no sólo mejorar el nivel de penetración eléctrica, sino también diversificar la matriz energética, a través de la penetración del **gas natural**. Esta última opción fue, sin embargo, muy matizada, principalmente por las **dificultades financieras** que ella comporta. Ciertas personas apostaron, sin embargo, de manera prioritaria por otras opciones energéticas: más electricidad y mayor presencia de ciertas energías renovables (eólica, minihidráulica, y biocarburantes).

10. Entre los **problemas identificados** destacan los siguientes:

- Insuficiencias en **infraestructura** de transporte y distribución de electricidad, con dos graves manifestaciones: altas pérdidas y morosidad.
- En algunos años, **precios** eléctricos y del gasoil por debajo de los costes, lo que se ha traducido en pérdidas para las empresas (ANDE y PETROPAR).
- Falta de **transparencia** en la gestión de PETROPAR, lo que ha generado presuntas situaciones de corrupción, poniendo en tela de juicio la utilidad de esta empresa pública.
- Cierta “dejadez” de las obligaciones de PETROPAR en mejorar y, modernizar instalaciones, así como en llevar a cabo una mínima actividad de exploración.
- Una situación actual delicada y un futuro incierto de la **Entidad**

**Binacional Yacyretá**, provocados por la no finalización de las obras y el enorme volumen de la deuda.

- Una utilización intensiva de la **biomasa** en la economía, con sus efectos negativos sobre la **productividad energética** y el **medio ambiente** (deforestación).

11. Entre las acciones barajadas para hacer frente a los problemas mencionados, cabe destacar las siguientes:

- Poner en marcha un **marco regulatorio** que progresivamente adapte/mejore el funcionamiento del sector de la energía a las nuevas necesidades energéticas y a lo practicado en MERCOSUR.
- Lo anterior debe realizarse teniendo en cuenta las limitaciones técnicas y económico-financieras de Paraguay. Es decir, con el mayor nivel de **realismo** posible.
- Paraguay debe optar prioritariamente por la **electricidad** como la energía de sustitución de la biomasa y de cobertura de nuevas necesidades energéticas.
- En un segundo plano y como energías de complemento se citan las **renovables**, especialmente aquellas que aporten soluciones razonables a zonas con problemas de abastecimiento energético y otras, como el biodiesel, que disminuyan la dependencia energética del país y generen empleo y valor añadido.
- Ya en tercer plano y a pesar del apoyo expresado por la mayoría de las personas entrevistadas, aparece la **opción gasista**. Por sus importantes necesidades financieras, esta opción queda fuera de la capacidad de control de los agentes públicos y privados paraguayos.
- Finalmente es digno de destacar que en ningún caso se mencionen actuaciones tales como “desregulación”, liberalización y privatización de empresas públicas (sólo en el caso de PETROPAR se planteó la posibilidad de su desaparición o “reorientación” hacia una compañía de servicios), puesta en marcha de un mercado de producción (pool). Antes al contrario, todas las personas entrevistadas apostaron por actuaciones realistas, aceptables por la mayoría y fácilmente aplicables sin levantar/suscitar oposición o debates estériles que impidan llevarlas a la práctica.

## ANEXO 2. UNA POLÍTICA ACTIVA DE DESARROLLO PARA PARAGUAY (EDEP)

1. La ruptura del **círculo vicioso** de la pobreza pasa necesariamente por la aplicación de **políticas activas de desarrollo** que alcancen:

- Aspectos institucionales y regulatorios.
- Sector agropecuario.
- Sector industrial.
- Comercio y servicios.
- Infraestructuras.

2. Paraguay está situado en el centro de una gran **cuenca hidrográfica** y en el cruce de **trayectos bioceánicos** que pueden unir los mayores puertos y mercados de América Latina.

3. Las **claves del desarrollo económico** de Paraguay se pueden resumir de la manera siguiente:

- Fortalecer la **competitividad** internacional.
- Elevar la **productividad**.

4. La estrategia de **competitividad nacional**, planteada por el EDEP, trata de lograr un crecimiento económico y un desarrollo social lo suficientemente fuertes como para invertir el signo de las tendencias históricas de la economía del Paraguay. Esta estrategia se sitúa en tres niveles diferentes, aunque íntimamente relacionados:

- Nivel general o macro.
- Nivel sectorial / regional.
- Nivel cluster o micro.



5. Conviene identificar las **estrategias sectoriales** que aseguren la competitividad de la oferta exportadora en términos de calidad, precios y entrega oportuna para aquellas áreas productivas vinculadas con la exportación, los sectores agropecuarios, industrial y de infraestructuras de transporte.

- En el sector **agropecuario** es necesario introducir un sistema de producción que incorpore características agrícolas regionales, mejore la productividad y refuerce la competitividad. También se debe abandonar, de manera progresiva, la exportación de materias primas sustituyéndola por la industrialización / procesamiento de los productos agropecuarios.
- En la **industria** se necesita aumentar el valor añadido de los productos industriales y orientados al exterior, principalmente en aquellas materias primas agropecuarias y forestales en las que Paraguay tiene competitividad. También es necesario articular más eficientemente los sectores primario y secundario. Finalmente, los productos industriales deberán ofertarse en condiciones de estabilidad y calidad aceptables.
- En **infraestructuras**, Paraguay debe realizar un gran esfuerzo para acercarse al tipo de equipamiento de infraestructura de transporte de los países del MERCOSUR. Esta carencia limita de manera significativa el crecimiento y la diversificación de la producción. **Corredores bioceánicos** y diseño de **corredores de exportación** son opciones

prioritarias.<sup>1</sup>

6. La **estrategia del cluster** es la más apta para elevar la competitividad de agentes, sectores y regiones. También para generar **sinergias** que refuercen la competitividad y expandan el desarrollo económico. El cluster es la concentración o convergencia geográfica de empresas/industrias y de otros agentes (universidades, instituciones de I + D, etc.). Un ejemplo de esto último lo constituyen los parques industriales y tecnológicos.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Mejoramiento de corredor terrestre de exportación; corredor de exportación fluvial; mejoramiento de sistema ferroviario, etc.

<sup>2</sup> La puesta en marcha y el desarrollo del Parque Tecnológico de Boecillo en Valladolid (España) es un buen ejemplo para estudiar e incluso imitar.

## **ANEXO 3. ECONOMÍA DE ARGENTINA, BRASIL Y URUGUAY**

### **ÍNDICE**

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>2. EL CONTEXTO DE DESARROLLO RECIENTE DE LAS ECONOMÍAS DE ARGENTINA, BRASIL Y URUGUAY .....</b>	<b>3</b>
<b>3. ARGENTINA .....</b>	<b>6</b>
<b>4. BRASIL .....</b>	<b>16</b>
<b>5. URUGUAY .....</b>	<b>22</b>
<b>6. PANORAMA REGIONAL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PERSPECTIVAS Y PROYECCIONES .....</b>	<b>30</b>

## **1. INTRODUCCIÓN**

El presente anexo enfoca el comportamiento reciente de las economías de Argentina, Brasil y Uruguay.

## **2. EL CONTEXTO DE DESARROLLO RECIENTE DE LAS ECONOMÍAS DE ARGENTINA, BRASIL Y URUGUAY**

Desde el inicio de la presente década las economías en estudio se han comportado de una manera muy variable. Después de un proceso de recesión económica en Argentina y Uruguay (ver en el Cuadro 1 la evolución reciente del PIB), que se profundizó durante el año 2002, las economías de esos países han mostrado crecimientos relativos en el 2003, con valores moderados en Uruguay y con una notable recuperación en Argentina. Por su parte, Brasil ha presentado crecimientos del PIB moderados y sostenidos en el período considerado.

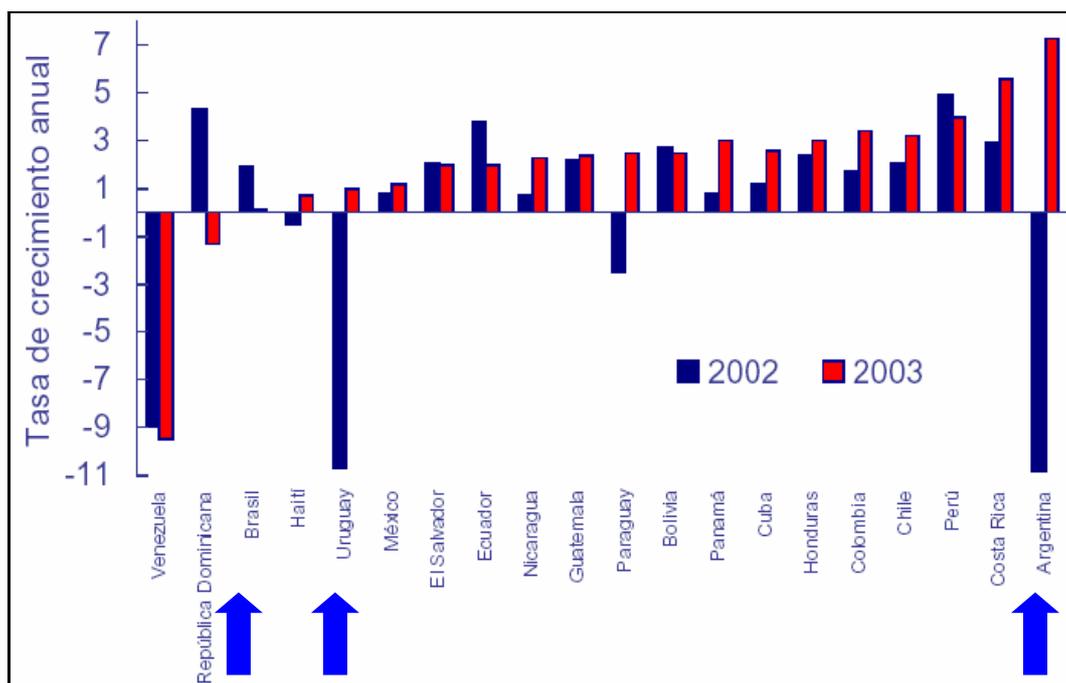
El comportamiento de rezago económico en los dos países rioplatenses se relaciona muy de cerca con dificultades en los sistemas financieros y en la estabilidad monetaria. En efecto, los drásticos cambios de los regímenes cambiarios en Argentina y Uruguay en 2002 y la subsiguiente desvalorización de sus monedas han tenido una fuerte incidencia en el ordenamiento bancario de esos países y vienen marcando la evolución de las políticas y de sus variables económicas. También Brasil ha definido sus políticas macroeconómicas en función de las tensiones en los mercados cambiarios y del impacto que éstas tuvieron sobre la inflación.

Durante el año 2002 las monedas de Argentina y Uruguay se desvalorizaron fuertemente, lo cual aceleró la inflación y generó un cambio en los precios relativos internos. La inflación afectó fuertemente a los ingresos reales de los asalariados, lo que, sumado a la alta desocupación, se tradujo en una menor demanda de consumo privado. Las devaluaciones nominales, que se moderaron y revirtieron parcialmente en 2003, se tradujeron en devaluaciones reales, con corrección en los precios relativos de bienes transables y no transables, lo cual ha tenido como efecto el incremento de la competitividad internacional, explicando – al menos en parte – la recuperación económica en ese último año. Este ha sido un factor importante en el aporte que las exportaciones netas (deduciendo las importaciones) han hecho a la demanda agregada, y por ende al ritmo de actividad. Del lado de la oferta, debe ser destacado el buen comportamiento de los sectores agrícolas, especialmente en el año 2003,<sup>1</sup> favorecido por las ganancias de competitividad mencionadas, mejores precios internacionales y la introducción de innovaciones tecnológicas.

---

<sup>1</sup> Debe ser resaltado que en la Argentina se ha producido un “boom” de la soja, con 14 millones de hectáreas cultivadas en la zafra 2003/2004, pasando a ser el tercer productor mundial de esa oleaginosa, después de Estados Unidos de América y Brasil.

**Gráfico 1.- Crecimiento del PIB 2002 y 2003**

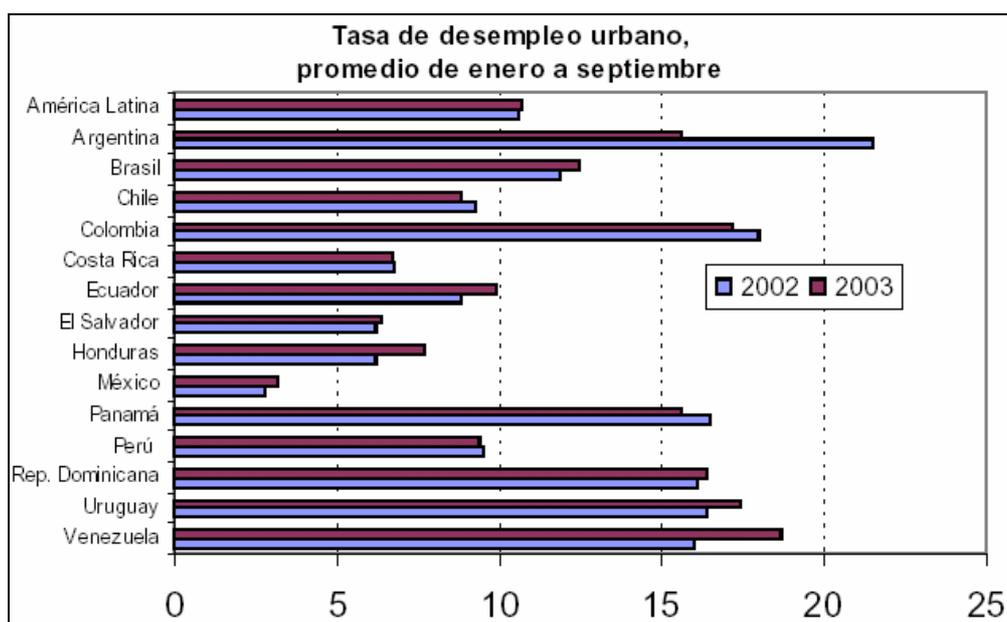


FUENTE: CEPAL, Estudio Económico de América Latina y el Caribe, 2002-2003. Noviembre de 2003.

A su vez, Brasil enfrentó una inestabilidad financiera durante 2002, que se tradujo en un ensanchamiento del diferencial de intereses de su deuda soberana, fuga de capitales y desvalorización del real. Este marco motivó la adopción de políticas restrictivas en las áreas monetaria y fiscal, las cuales fueron continuadas e, incluso profundizadas, por el nuevo gobierno de Ignacio Lula da Silva, que asumió a principios de 2003. A mediados de ese año, esas políticas, sumadas al notable excedente comercial, habían conseguido descomprimir la situación en los mercados financieros: la moneda brasileña ha venido apreciándose y el diferencial de la deuda soberana externa ha caído desde un máximo de 2.500 puntos básicos en septiembre de 2002 a 750 puntos en julio de 2003. Con todo, las elevadas tasas de interés internas y el ajuste en las cuentas fiscales, sumadas a la disminución del ingreso real de los asalariados, contuvieron la demanda interna de consumo y de inversión, y con ella el ritmo de actividad. Las exportaciones netas fueron el único factor de dinamismo por el lado de la demanda en 2002 y 2003.

Como puede observarse en el Cuadro 2, la recuperación económica de Argentina ha conseguido también reducir la alta tasa de desempleo urbano que tenía ese país en el año 2002 (la más elevada de los países latinoamericanos). En Uruguay y en Brasil, las tasas de desempleo – también muy elevadas – se han prácticamente mantenido en los años 2002 y 2003.

**Gráfico 2.- Tasa de desempleo urbano promedio de enero a septiembre**



FUENTE: CEPAL, op. cit., Noviembre de 2003.

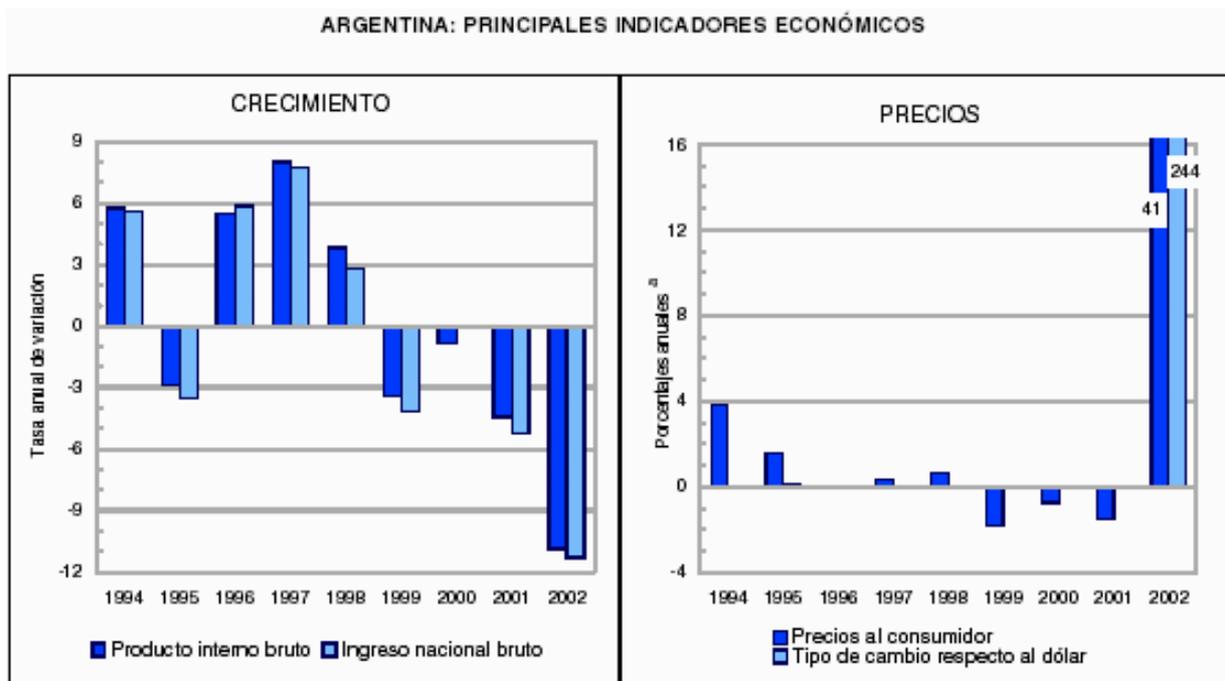
### 3. ARGENTINA

La economía atravesó una crisis de extraordinaria intensidad en el 2002, con gravísimas perturbaciones financieras y cesación de pagos de parte de la deuda pública. Cabe recordar que durante casi una década, el régimen de Convertibilidad había operado como institución económica básica y factor de legitimidad política, pero en los últimos años enfrentaba desequilibrios macroeconómicos crecientes en un marco de recesión. En el proceso asociado con su ruptura, en enero de 2002, se puso en tela de juicio al sistema de contratos en su conjunto, en medio de convulsiones políticas y de un profundo descontento público. En ciertos momentos, se vieron afectados componentes elementales del funcionamiento de la economía.

En realidad, la defensa del régimen de Convertibilidad durante 2001 había tenido graves efectos: a) profundización de la crisis económica; b) aumento de la deuda externa; c) degradación de la recaudación fiscal; y d) congelamiento de los depósitos dentro del sistema bancario (con el “corralito”), sin lograr frenar la sangría de reservas internacionales. Lo anterior redundó en la moratoria parcial en el servicio de deuda externa y el abandono del tipo de cambio fijo. El gobierno que asumió, después de conturbaciones políticas y sociales del pueblo, a principios de 2002 tuvo que lidiar con una economía en la que muchos contratos y activos financieros estaban dolarizados, y debió hacerlo sin contar con financiamiento externo voluntario. Durante el primer semestre, las reservas siguieron cayendo por las fugas de capitales y los pagos realizados a los organismos multilaterales; la moneda siguió depreciándose y los precios acumularon un 30% de alza en el primer semestre. A mediados de año, se reforzó el control de cambios y la intervención en el mercado cambiario, y se logró estabilizar el peso argentino. Esto permitió frenar bruscamente la inflación e iniciar una recomposición de los mecanismos de pagos y una reducción de las tasas de interés. El gobierno decidió también cesar los pagos a los organismos multilaterales hasta que éstos desbloquearan los préstamos aprobados con anterioridad, que estaban destinados a cubrir las amortizaciones de deudas con los propios organismos.

El deterioro del desempeño económico se reflejó en una aguda declinación del PIB a partir de mediados de 2001, mientras se observaba un dramático incremento de los índices de pobreza. La contracción del PIB fue muy abrupta en el primer trimestre de 2002, pero luego comenzó una lenta pero persistente recuperación que limitó esta baja del PIB al 10,9%, gran parte de la cual proviene del arrastre estadístico negativo del 2001.

### Gráfico 3.- Argentina: principales indicadores económicos



FUENTE: Banco Central de la República Argentina (BCRA), Informe Económico 2003, 2003.

Cabe recordar que la economía entina ya venía mostrando un deterioro sostenido desde 1999, después de un período en el que se registraron índices de crecimientos importantes (ver Cuadros 3).

En el año 2003, la economía argentina mostró una fuerte recuperación. El PIB creció 7,3%, revirtiendo gran parte de la abrupta caída de 10,9% registrada en el 2002. La inversión fue el componente más dinámico de la demanda interna y la tasa de desempleo bajó, aun cuando la situación social se mantuvo como foco de preocupación. El saldo de la cuenta corriente de la balanza de pagos volvió a ser positivo (en realidad, como puede verse en la Tabla de indicadores económicos de Argentina la balanza de bienes ha sido positiva desde el año 2000, no así la balanza de capitales), dado que las exportaciones crecieron impulsadas por las alzas de los precios internacionales y las importaciones repuntaron apreciablemente en relación con el reducido valor del año anterior. La variación anual del IPC no alcanzó al 4%.

Asimismo, en el plano económico internacional, a mediados del año 2003, ya con el nuevo gobierno argentino, las autoridades manifestaron su intención de consolidar el MERCOSUR como asociación y como instrumento de negociación interregional (negociaciones comerciales en el marco del ALCA, con la Unión Europea y con los países miembros del Pacto Andino).

Con el nuevo gobierno argentino se atendió el servicio de la deuda pública emitida desde 2002. El gobierno logró suscribir acuerdos con el Fondo Monetario Internacional (FMI) y normalizó su relación con los organismos

multilaterales. Se recuerda que en los primeros días del 2003, la ausencia de un acuerdo con el FMI dio origen a una situación tensa. De hecho, los organismos multilaterales no refinanciaron vencimientos de préstamos, que el país dejó en mora. Durante el mes de enero, se suscribió un acuerdo provisorio hasta fines de agosto, que implicó la renovación de los créditos, y una vez terminado ese plazo se negoció un programa trianual con el Fondo, que se firmó en septiembre. La propuesta formulada por el gobierno para la reestructuración de la deuda pendiente (60.000 millones US\$) se basó en un hipotético superávit primario futuro de un 3% del PIB y en el supuesto de que los pasivos con organismos multilaterales se mantendrían invariables en cuanto a principal y tasa de interés. Las deudas contraídas desde fines del 2001 fueron excluidas de la reestructuración. Se ofrecieron alternativas de quita de capital o intereses y se contempló la emisión de títulos, cuyos pagos dependerían de la variación del PIB. Los acreedores no mostraron predisposición a negociar sobre la base de esta propuesta.

La deuda pública total, incluidos los pagos en mora, ascendía, a fines del 2003, a unos 185.000 millones US\$. De este total, 31.000 millones US\$ corresponderían a créditos de organismos multilaterales, 28.000 millones US\$ a préstamos de entidades financieras locales a raíz del canje de bonos realizado en el 2001 y 10.000 millones US\$ a deudas de las Provincias garantizadas por el gobierno nacional. La deuda emitida desde comienzos del 2002 por concepto de compensación a los ahorristas y bancos por las sucesivas medidas sobre conversión a pesos de depósitos y créditos, ronda los 20.000 millones US\$.

Los bancos operaron con abundante liquidez. La tasa de interés pasiva se redujo de 23% anual en diciembre del 2002 a 4,5% en octubre del 2003. Asimismo, las tasas activas también cayeron, pero el volumen de créditos al sector privado registró una contracción nominal de un 16,4% en el período octubre 2002-octubre 2003.

La actividad de los sectores productores de bienes se recuperó más intensamente que el PIB total. El índice de producción industrial de los primeros meses de 2003 superó en un 28% al del mismo período del año anterior. La cosecha de granos de la campaña 2002-2003 superó el máximo anterior, puesto que ascendió a 70 millones de toneladas. Asimismo, tuvieron una intensa alza los productos textiles y los metalmecánicos, con excepción de los automóviles.

La revitalización de estas industrias se dio a partir de los muy bajos niveles registrados al encarecerse las importaciones tras la devaluación. También se incrementó la fabricación de materiales de construcción, de productos químicos y de las industrias metálicas básicas, que llegaron a operar cerca del límite de la capacidad. La producción de alimentos y automotores también registró un alza, pero más leve.

El repunte del gasto interno no se reflejó en los precios. El incremento del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en el período de doce meses, concluido en noviembre del 2003, fue de un 3,6% y los precios relativos internos tuvieron una variación moderada. La recuperación de la moneda indujo una apreciación

del tipo de cambio real.

Como se había mencionado anteriormente, la tasa de desempleo (15,6% en la medición de mayo) acusó una fuerte caída respecto del máximo de un año antes, cuando ascendía al 21,5%. Esa variación se debió a un alza apreciable del coeficiente de empleo, que superó el incremento de la participación laboral, debida en parte al programa de gobierno de ayuda a jefas y jefes de hogar, que benefició a cerca de 2 millones de personas. Se observó un significativo incremento del empleo en la industria manufacturera (algo más de 6% entre el tercer trimestre de 2003 y de 2002) y en el comercio, mientras que en los servicios financieros declinó. De todos modos, el grado de informalidad laboral siguió siendo muy alto.

La cuenta corriente registró un superávit cercano al 7,6% del PIB. El saldo del intercambio comercial (FOB) superó los 16.000 millones US\$, dado que el incremento del valor de las exportaciones compensó en gran parte el alza de las compras en el exterior. El déficit por servicios financieros, que incluye el total de intereses devengados, se acentuó, debido especialmente a las mayores utilidades y dividendos de las empresas extranjeras. El superávit en cuenta corriente fue parcialmente contrarrestado por las salidas de capital y se observó una acumulación de reservas internacionales.

Las exportaciones crecieron un 14%, en gran medida debido a las alzas de precios (8,6%). La expansión se centró en la soja y sus subproductos y representó más de la mitad del aumento conseguido en los primeros nueve meses del año en comparación con el mismo período del 2002. También se observó un incremento en términos de valor de otros bienes primarios como los cereales, las carnes, las frutas y los productos de la pesca. Las exportaciones de productos industriales disminuyeron debido a una menor demanda proveniente de Brasil. De hecho, las exportaciones destinadas al MERCOSUR volvieron a disminuir como proporción del total, ubicándose en un 18,5% en los primeros nueve meses. En cambio, las ventas a China aumentaron considerablemente y superaron el 9% del total exportado. Las importaciones tuvieron una expansión cercana al 50%, respecto de un valor extremadamente bajo del año anterior y estuvo centrada fundamentalmente en los bienes de capital (más de 70% en la comparación de nueve meses), y los bienes intermedios y de consumo (cerca de 45% en ambos casos).

**Cuadro 1.- Argentina: principales indicadores económicos**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 (1)
<b>Tasas anuales de variación</b>									
Producto interno bruto total	5,8	-2,9	5,5	8,0	3,8	-3,4	-0,8	-4,4	-10,9
Producto interno bruto por habitante	4	4,1	4,1	6,6	2,5	-4,6	-2,0	-5,6	-11,9
<b>Producto interno bruto sectorial</b>									
- Agricultura	7,5	5,6	-1,2	0,5	8,7	2,5	-1,7	1,1	-2,3
- Minería	13,8	16,4	4,5	0,7	-3,8	-3,3	6,7	4,7	-3,8
- Industria manufacturera	4,5	-7,2	6,5	9,2	1,8	-7,9	-3,8	-7,4	-10,5
- Electricidad, gas y agua	10,8	7,4	4,1	8,2	7,6	3,6	6,6	1,1	-3,0
- Construcción	5,8	-12,2	8,4	16,6	8,7	-7,9	-9,3	-11,6	-33,4
- Comercio al por mayor y al por menor, restaurantes y hoteles	6,7	-7,5	7,9	10,9	3,4	-6,9	-2,4	-7,8	-16,7
- Transporte, almacenamiento y comunicaciones	10,3	1,7	6,9	11,2	8,9	-1,3	1,7	-4,6	-8,3
- Establecimientos financieros, seguros, bienes inmuebles y servicios prestados a las empresas	9,0	-0,9	5,7	6,9	6,3	-0,6	1,2	-4,1	-9,0
- Servicios comunales, sociales y personales	1,5	0,6	2,3	3,9	1,5	1,9	1,7	-0,2	-3,3
<b>Balanza de pagos</b>									
<b>Millones de dólares</b>									
Balanza de bienes	-4.139	2.357	1.760	-2.123	-3.097	-795	2.558	7.507	17.239
- Exportaciones FOB	16.023	21.162	24.043	26.431	26.434	23.309	26.410	26.655	25.709
- Importaciones FOB	-20.162	-18804	-22283	-28554	-29531	-24103	-23852	-19.148	-8.470
Balanzas de capital y financiera (2)	10.482	2.899	10.136	15.672	18.723	14.014	7.647	-17.030	-25.208
- Inversión extranjera directa neta	2.622	4.112	5.349	5.508	4.966	22.630	10.654	3.304	1.741
- Capital financiero (3)	7.860	-1.213	4.787	10.164	13.757	-8.616	-3.007	-20.334	-26.949
<b>Otros indicadores del sector externo</b>									
Deuda externa bruta total (millones de dólares)	85.656	98.547	110.613	125.052	141.929	145.289	146.575	140.273	134.340
Deuda externa bruta total (% sobre el PIB)	33,2	38,2	40,6	42,7	47,5	51,2	51,5	52,2	56,5
<b>Empleo</b>									
<b>Porcentajes</b>									
Tasa de desempleo abierto (4)	11,5	17,5	17,2	14,9	12,9	14,3	15,1	17,4	19,7
<b>Precios</b>									
<b>Porcentajes anuales</b>									
Variación de precios al consumidor	3,9	1,6	0,1	0,3	0,7	-1,8	-0,7	-1,5	41,0

(1) Cifras preliminares.

(2) Incluye errores y omisiones.

(3) Se refiere a los saldos de las balanzas de capital y financiera menos la inversión extranjera directa neta y más errores y omisiones.

(4) Promedio anual, ponderado por el valor de las exportaciones e importaciones de bienes.

**Cuadro 2.- Argentina: principales indicadores trimestrales**

	2001				2002 <sup>a</sup>				2003 <sup>a</sup>	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Producto interno bruto total (variación respecto del mismo trimestre del año anterior) <sup>b</sup>	-2,0	-0,2	-4,9	-10,5	-16,3	-13,5	-9,8	-3,4	5,4	...
Exportaciones de bienes fob (millones de dólares)	5 996	7 499	6 947	6 014	5 711	6 793	6 759	6 446	6 420	8 093
Importaciones de bienes cif (millones de dólares)	5 743	5 777	5 024	3 778	2 072	2 157	2 292	2 470	2 499	3 327
Reservas internacionales (millones de dólares)	21 924	21 082	20 584	14 546	12 780	9 629	9 404	10 476	10 517	12 183
Tipo de cambio real efectivo (2000=100) <sup>c</sup>	98,8	95,2	94,2	96,3	173,9	251,8	247,2	233,0	213,4	204,8
Tasa de desempleo	...	16,4	...	18,3	...	21,5	...	17,8	...	15,6
Precios al consumidor (variación porcentual en 12 meses, %)	-1,0	-0,3	-1,1	-1,5	7,9	28,4	38,5	41,0	31,7	10,2
Tipo de cambio nominal promedio (pesos por dólar)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,9	3,2	3,6	3,5	3,1	2,9
Remuneración media real (variación respecto del mismo trimestre del año anterior)	-7,4	4,9	-10,0	10,0	0,9	-16,3	-17,4	-21,1	-19,2	-11,7
Tasas de interés nominal (porcentajes anualizados)										
Tasa de interés pasiva <sup>d</sup>	8,7	12,7	22,9	20,4	9,4	60,9	62,1	24,6	18,3	16,0
Tasa de interés activa <sup>e</sup>	12,6	21,0	35,9	41,3	30,7	...	90,6	42,7	27,6	27,5
Tasa de interés interbancaria <sup>f</sup>	9,7	11,0	25,9	48,6	38,7	67,3	48,2	9,7	5,9	5,6
Diferencial de bonos soberanos (puntos básicos)	945	1 025	1 595	4 404	5 013	6 791	6 629	6 358	6 167	4 505
Índices de precios de bolsa (índices, junio de 1997=100)	73,0	66,4	40,1	47,7	24,9	15,5	17,1	24,0	30,3	39,4
Crédito interno <sup>g</sup> (variación respecto del mismo trimestre del año anterior)	-5,1	-2,9	-7,3	-9,2	36,0	63,1	73,4	66,2	26,3	...

FUENTE: CEPAL, Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2003, Diciembre de 2003.<sup>2</sup>

### Comportamiento de los sectores de producción de bienes y servicios

A continuación se detallarán algunos aspectos relativos a los principales sectores de producción de bienes y servicios.

#### **Industria**

La industria manufacturera, que representa 18,3% del PIB, fue hasta el primer trimestre de 2003 el sector de mayor crecimiento de la economía desde la liberación del tipo de cambio.

La expansión de la industria se sustentó en parte en la mayor utilización del

<sup>2</sup> Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Notas: a Cifras preliminares. b Sobre la base de cifras en moneda nacional a precios constantes de 1993. c Promedio trimestral, ponderado por el valor de las exportaciones e importaciones de bienes. d Depósitos de 7 a 59 días. e Préstamos a empresas de primera línea, a 30 días. f Tasa de oferta interbancaria de Buenos Aires (BAIBOR). g Se refiere al crédito neto al sector público y privado otorgado por los bancos comerciales y otras instituciones financieras y bancarias.

exceso de capacidad instalada. En este sentido, según las cifras de una encuesta cualitativa de organismos de estudios económicos (divulgada por el BCRA)<sup>3</sup> la utilización de la capacidad instalada alcanza hoy a 67% frente al 62% observado en julio de 2002. Claro está que el comportamiento agregado puede estar escondiendo dinámicas sectoriales diversas, con algunos sectores operando cerca del tope de la capacidad, como la industria siderúrgica y la petroquímica y otros como la industria automotriz, con amplio margen para expandir su producción.

En lo que respecta a la dinámica sectorial dentro de la industria, todos los sectores registraron tasas de crecimiento positivas con relación a los mínimos alcanzados en el primer trimestre de 2002, aunque se pueden identificar tres grupos de sectores que impulsaron el crecimiento hasta el primer trimestre del 2003: (i) el vinculado a la sustitución de importaciones; (ii) el productor de insumos asociados a la construcción; y (iii) el de manufacturas de origen agropecuario y sus insumos.

El proceso de sustitución de importaciones fue encabezado por la industria textil y la industria metalmecánica excluido el sector automotriz, ubicándose ambas por encima de los niveles alcanzados durante 2001. Estos sectores habían sido fuertemente relegados durante la Convertibilidad y se vieron ampliamente favorecidos a partir de la nueva estructura de precios relativos.

Cabe mencionar la significativa recuperación que mostraron los insumos utilizados en la construcción tales como vidrio, cemento y otros materiales, luego de la virtual parálisis observada durante 2002.

El crecimiento de la producción de manufacturas de alimentos estuvo fuertemente concentrado en la elaboración de aceites y subproductos. En contraste, la producción láctea y de carnes mostraron caídas significativas respecto al año anterior. Tal comportamiento se explicó por el desplazamiento que sufrieron las actividades láctea y ganadera por otras que presentaban mayor rentabilidad, como por ejemplo la soja.

Asimismo, el crecimiento agrícola ha impulsado también el crecimiento de industrias conexas al agro tales como la producción de agroquímicos y la fabricación de sembradoras y cosechadoras.

Por último, la industria automotriz, que exhibía uno de los peores desempeños sectoriales en el pasado reciente, comenzó a mostrar en los últimos meses de 2003 una recomposición paulatina de los niveles de ventas. Este dinamismo de las ventas se trasladó lentamente a la producción, aunque parte se canalizó a través de importaciones de vehículos provenientes desde Brasil.

A mediados de 2003 se produjo una leve desaceleración en la industria argentina debido en parte a que los sectores asociados al proceso de sustitución de importaciones comenzaron a sentir la presión importadora de

---

<sup>3</sup> BCRA, op. cit., 2003.

productos de origen brasileño, como consecuencia fundamentalmente de la recesión del Brasil. Entre ellos se puede destacar a sectores como la industria textil y la industria metalmecánica (excluida el sector automotriz). Asimismo, la elaboración de productos químicos básicos y de materias primas plásticas también sufrió una contracción de las ventas como consecuencia, en gran medida, de la colocación de los excedentes que generó la economía brasileña en el segundo trimestre del año 2003. Finalmente, el bloque productor de industrias metálicas (acero y aluminio) mostró una caída en el segundo trimestre de 2003 luego de haber experimentado una importante expansión en el primer trimestre.

## **Construcción**

En otro plano, la construcción, que representa 5,7% del PIB, resultó ser uno de los sectores más dinámicos en el año 2003. Según el BCRA<sup>4</sup> el sector se ubicó en el semestre un 35% por encima del nivel alcanzado en igual período del año anterior aunque aún se encuentra 16% por debajo del año 2001 y 27,2% por debajo del máximo alcanzado en los últimos 10 años, que se había dado en 1998.

En particular, el principal destino que explicó la recuperación del sector en el último año fue la construcción de edificios, aunque también se registraron aumentos en las demandas de insumos con destino a construcciones petroleras, obras viales y otras obras de infraestructura.

## **Agricultura**

El sector agropecuario, que representa 5% del PIB, también viene mostrando un importante dinamismo impulsado principalmente por el sector agrícola. Según la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos (SAGPyA) la producción de cereales y oleaginosas en la campaña 2002/03 ha alcanzado el récord de cosecha de 70,8 millones de toneladas. La producción de soja es la que explica este comportamiento, incluso cuando se dio en detrimento de otros cultivos que continuaron perdiendo importancia.

La superficie sembrada del complejo oleaginoso se incrementó 9,2% respecto a la campaña agrícola anterior. Tal comportamiento estuvo fuertemente explicado por el incremento del área sembrada de soja, en primer lugar, y de girasol, en segundo lugar.

En la actualidad, la soja alcanza el 50% de la superficie cultivada. Ahora bien, si bien la soja aporta una fuente de divisas significativa para la economía, las restricciones de oferta en sectores alternativos pueden generar a futuro aumentos de precios de algunos alimentos que componen la Canasta Básica

---

<sup>4</sup> BCRA, op. cit.

Alimentaria.

Según proyecciones del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA), la cosecha argentina de soja alcanzaría 37 millones de toneladas para el ciclo 2003/2004, ubicándose por encima del récord de 35 millones alcanzado en el 2002/2003.

Si bien el girasol también mostró un incremento del área sembrada, se registraron caídas en los rendimientos para la cosecha 2002/03, como consecuencia de los serios problemas climáticos que afectaron a varias regiones del país, especialmente al norte de la Provincia de Santa Fe.

En contrapartida, la producción del complejo cerealero se redujo 8,5% en el año 2003. La caída en la producción fue en gran parte explicada por la fuerte disminución del trigo que presentó una baja de 19,6% i.a. Por su parte, la producción de maíz se incrementó 2% i.a., mientras que en el resto de los productos se registraron comportamientos disímiles.

**Cuadro 3.- Producción de cereales y oleaginosas**

	2002-03		2001-02		Var % 2002-03 / 2001-02	Dif. 2002-03 / 2001-02
	miles tns	Estructura %	miles tns	Estructura %		
<b>Cereales</b>	<b>31.899</b>	<b>45,1%</b>	<b>34.866</b>	<b>50,5%</b>	<b>-8,5%</b>	<b>-2.967</b>
Maíz	15.000	47,0%	14.710	42,2%	2,0%	290
Trigo	12.300	38,6%	15.300	43,9%	-19,6%	-3.000
Sorgo granífero	2.750	8,6%	2.847	8,2%	-3,4%	-97
Arroz	656	2,1%	709	2,0%	-7,5%	-53
Cebada cervecera	568	1,8%	521	1,5%	9,0%	47
Avena	500	1,6%	645	1,8%	-22,5%	-145
Centeno	80	0,3%	81	0,2%	-1,2%	-1
Otros	45	0,1%	53	0,2%	-15,1%	-8
Mijo	22	0,1%	28	0,1%	-21,4%	-6
Alpiste	18	0,1%	17	0,0%	5,9%	1
Cebada forrajera	5	0,0%	8	0,0%	-37,5%	-3
<b>Oleaginosas</b>	<b>38.901</b>	<b>54,9%</b>	<b>34.121</b>	<b>49,5%</b>	<b>14,0%</b>	<b>4.780</b>
Soja	35.000	90,0%	30.000	87,9%	16,7%	5.000
Girasol	3.700	9,5%	3.843	11,3%	-3,7%	-143
Maní	156	0,4%	222	0,7%	-29,7%	-66
Otros	31	0,1%	36	0,1%	-14,6%	-5
Lino	14	0,0%	20	0,1%	-30,0%	-6
<b>Total</b>	<b>70.800</b>	<b>100%</b>	<b>68.987</b>	<b>-</b>	<b>2,6%</b>	<b>1.813</b>

Fuente: SAGPyA

La mayor cosecha junto con el aumento de los precios internacionales de los *commodities* exportados y el encarecimiento relativo de los cereales y oleaginosas en el mercado doméstico luego de la devaluación, tuvieron como consecuencia importantes incrementos de los saldos exportables. En efecto, en el primer semestre de 2003 la exportación de productos primarios se

incrementó 16% respecto a igual período del año anterior, explicado 60% por la evolución de los precios y 40% por las cantidades.

### **Servicios**

En el segundo trimestre del año, los sectores productores de servicios crecieron 3,0% comparado con el 2003, mostrando un menor ritmo de recuperación respecto al de los sectores productores de bienes.

Entre los servicios que impulsaron el crecimiento del primer semestre del año se destacan: el comercio mayorista y minorista (8,9%) y hoteles y restaurantes (7,1%) impulsados por inicialmente por el turismo y luego por el mayor dinamismo de la actividad económica.

## 4. BRASIL

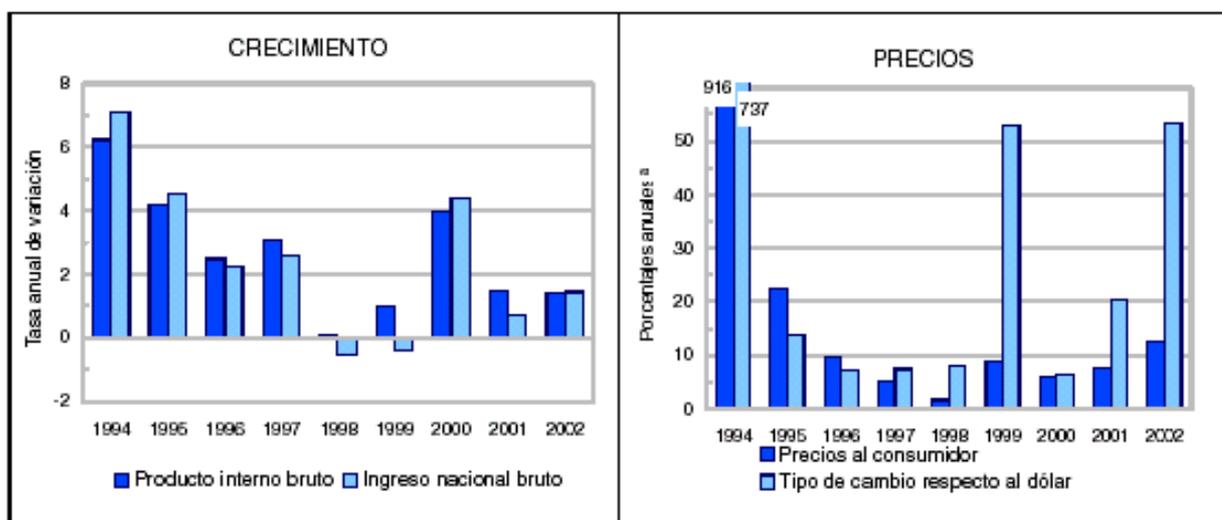
Por razones diferentes a la Argentina – y con efectos disímiles - también Brasil tuvo un período reciente con dificultades en la economía del país. La economía de Brasil enfrentó en 2002 un contexto difícil que condujo a una elevación del riesgo país en los mercados financieros internacionales y a una drástica reducción de los flujos de capital, lo que significó una significativa devaluación del real y una aceleración inflacionaria.

Las dificultades se originaron en la incertidumbre respecto de la política económica que adoptaría el gobierno que se eligió a fines del 2002 y en el elevado grado de endeudamiento externo y público del país, así como en el impacto negativo sobre la disponibilidad de capital internacional generado por la merma de la actividad en los países desarrollados y la desconfianza en los mercados emergentes después de la moratoria decretada en Argentina a fines de 2001.

Así, la política económica se orientó a recuperar la confianza de los mercados financieros y a controlar el proceso inflacionario, lo que obligó a aplicar medidas monetarias y fiscales muy restrictivas. Gracias a tales disposiciones, y con el fin de la incertidumbre electoral, fue posible atenuar el ataque especulativo, en especial a partir de 2003, cuando entró en funciones el nuevo gobierno de Luis Inácio Lula da Silva.

**Gráfico 4.- Brasil: principales indicadores económicos**

BRASIL: PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS



FUENTE: BCRA, op. cit., 2003.

Como puede observarse en los Cuadros 5, el Brasil ha tenido una economía con una tasa de crecimiento decreciente desde mediados de los 90, hasta llegar a un crecimiento prácticamente nulo en 1997. Desde el año 2000 se ha tenido una leve recuperación de la tasa de crecimiento, pero muy inferior al nivel de crecimiento que se había tenido a mediados de la década pasada.

Brasil mostró un limitado crecimiento, de 0,1%, en el 2003. La inflación fue de alrededor de un 9,2%, mientras el riesgo país descendió a un nivel de 600 puntos base, muy inferior a los 2.396 puntos registrados al finalizar el tercer trimestre del 2002. La política económica estuvo orientada a controlar la inflación, fortalecer las finanzas públicas y recuperar el acceso a los mercados financieros internacionales a un menor costo. Para lograr estos objetivos, las nuevas autoridades recurrieron fundamentalmente a tres instrumentos: a) el ancla nominal con metas de control de la inflación; b) el régimen cambiario flotante; y c) las reformas en el sector público, específicamente de la seguridad social y el sistema tributario.<sup>5</sup>

El crecimiento de la economía respondió esencialmente al dinamismo del sector externo. Efectivamente, las exportaciones aumentaron un 20% en términos de valor y un 14,8% en cuanto a volumen, gracias a lo cual superaron ampliamente la variación de las importaciones, que alcanzó sólo a un 2,5%. El desempleo en las principales áreas metropolitanas, calculado de acuerdo a una nueva metodología, aumentó a 12,4% en el 2003, a partir de un 11,7% en el 2002 (promedio enero - octubre).

En el ámbito externo, el país deberá hacer frente a pagos que suman 40.000 millones US\$. Al mismo tiempo, el mantenimiento de la meta de superávit primario de un 4,25% del PIB en las cuentas públicas, en el 2003 superior a la acordada con el Fondo Monetario (3,75%), exigió a las autoridades un manejo estricto de la política de gastos para no recurrir a nuevos ajustes.

En materia de política exterior, las autoridades han dado prioridad a América del Sur y sobre todo a los países que integran el MERCOSUR, con el fin de asegurar el acceso a mercados a través de negociaciones internacionales y la explotación conjunta de nuevos mercados en Asia, Europa oriental y África con los integrantes de esta agrupación. A fines de noviembre, el gobierno anunció un importante paquete de medidas para estimular las exportaciones, consistentes entre otras cosas en la eliminación de las limitaciones en términos de valor y plazo a las operaciones enmarcadas en el Convenio de Crédito Recíproco establecido en el marco de la ALADI; la revisión del riesgo de crédito que implican esas operaciones, considerando a todos los países de "bajo riesgo": la inclusión en los programas de equiparación de tasas de interés de todos los proyectos financiados por organismos internacionales; la ampliación de la participación de empresas grandes en el programa de línea de crédito creado para las empresas pequeñas y medianas; la unificación de los comités de financiamiento y garantía de las exportaciones, y la creación de un

---

<sup>5</sup> Las reformas del sector eléctrico se dieron, como Medidas Provisorias del Poder Ejecutivo (instrumentos legales a ser refrendados por el Parlamento) a fines del año 2003.

programa de incentivos a la producción de bienes exportables dirigido a las pequeñas y medianas empresas. En materia fiscal, el principal objetivo ha sido incrementar el superávit primario a 4,3% del PIB y controlar la expansión de la deuda pública, que se ha visto acentuada por el mayor costo de los títulos indexados según el tipo de cambio y las mayores tasas internas de interés.

En los doce meses concluidos en octubre del 2003, la moneda se apreció en términos reales con respecto al dólar, al yen y al resto de las monedas de América Latina (8,9%, 8% y 6,5%, respectivamente) y se depreció un 5,2% en relación con el euro. Las mejores perspectivas económicas se reflejaron en el mercado financiero, donde las operaciones bursátiles volvieron a expandirse y el índice de la Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) llegó a niveles récord.

Las exportaciones de bienes fueron el principal factor de demanda, dado que el volumen exportado mostró un aumento del 14,8%. Las mayores exportaciones se debieron al buen desempeño del sector agrícola y algunas ramas industriales. Los precios de las exportaciones crecieron un 4,5%, gracias al incremento de los precios internacionales de algunos productos básicos, como la soja, el café y el mineral de hierro. A su vez, las importaciones de bienes crecieron solamente un 2,5%, en parte debido a la reactivación de la actividad económica a partir de agosto. El saldo de la cuenta corriente de la balanza de pagos ascendió a 2.700 millones US\$, lo cual es un aspecto favorable comparado con el déficit de 7.700 millones US\$ del 2002. La balanza de bienes registró un superávit de 24.000 millones US\$, comparado con 13.000 millones en el 2002, mientras que la balanza de servicios se mantuvo en niveles similares a los del año anterior y anotó un déficit de 5.300 millones US\$. El saldo positivo de la balanza de bienes es atribuible al crecimiento de 20% del valor de las exportaciones, sobre todo de productos básicos (25%), mientras que las exportaciones de productos manufacturados se incrementaron un 19% impulsadas por la notable expansión (90%) de las ventas a China y Argentina. A su vez, la cuenta de capital y financiera registró un saldo de 991 millones US\$.

En términos netos, la inversión extranjera directa se redujo de 14.000 millones US\$ en el 2002 a 7.100 millones US\$ en el 2003. Las reservas internacionales aumentaron considerablemente (a un valor de 54.000 millones US\$ hasta el mes de octubre, lo que representa un aumento de 16.300 millones en relación con el nivel alcanzado a fines del 2002).

En agosto, la deuda externa total era de 214.000 millones US\$, cifra que supera en un 1,6% la de diciembre del 2002 y revela una reducción del 2,3% con respecto a junio, esta última debida a la disminución de un 9,2% de la deuda de corto plazo en el período transcurrido de diciembre del 2002 a junio del 2003.

De manera similar a lo sucedido en los dos años anteriores, el desempeño de los distintos sectores de la economía fue desigual. A partir de agosto del 2003 se observaron señales de recuperación del nivel de actividad. La industria manufacturera registró un crecimiento continuo a partir de entonces y en septiembre se observó una expansión de la producción de bienes de capital y de bienes de consumo durables.

El sector agropecuario volvió a mostrar un gran dinamismo, puesto que su crecimiento superó el 5%. El sector industrial presentó una contracción cercana al 1%, pero el sector de servicios se encuentra estancado. El sector de la construcción se contrajo alrededor de un 8% en los tres primeros trimestres de 2003, en comparación con el mismo período del año anterior.

A pesar del incremento de la tasa de desempleo abierto, que pasó de 11,2% en octubre del 2002 a 12,9% en octubre de 2003, esto porque de acuerdo a una nueva metodología de medición, la población ocupada aumentó un 3,1% en las seis regiones metropolitanas más importantes del país en dicho período, mientras la PEA aumentó un 5,2%, a consecuencia de una fuerte alza de la tasa de actividad, por lo que la tasa de desempleo se elevó. La remuneración media real de los trabajadores disminuyó un 9,5% como promedio anual, debido en gran parte a la mayor inflación.

#### Cuadro 4.- Brasil: principales indicadores trimestrales

	BRASIL: PRINCIPALES INDICADORES TRIMESTRALES									
	2001				2002 <sup>a</sup>				2003 <sup>a</sup>	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Producto interno bruto total (variación respecto del mismo trimestre del año anterior) <sup>b</sup>	4,0	2,1	0,5	-0,8	-0,8	1,0	2,5	3,4	2,0	...
Exportaciones de bienes fob (millones de dólares)	13 788	15 130	15 447	13 840	11 891	13 161	18 466	16 844	15 045	17 957
Importaciones de bienes cif (millones de dólares)	14 489	14 533	14 117	12 464	10 883	11 809	13 185	11 574	11 225	11 379
Reservas internacionales (millones de dólares)	34 407	37 318	40 054	35 868	36 721	41 999	38 406	37 823	42 335	47 957
Tipo de cambio real efectivo (2000=100) <sup>c</sup>	107,7	118,0	128,8	126,2	110,2	114,5	142,7	161,2	150,3	128,6
Tasa de desempleo urbano <sup>d</sup>	6,0	6,6	6,2	6,2	12,2	12,0	11,7	10,8	11,6	12,7
Precios al consumidor (variación porcentual en 12 meses, %)	6,4	7,3	6,5	7,7	7,7	7,7	7,9	12,5	16,6	16,6
Tipo de cambio nominal promedio (reales por dólar)	2,0	2,3	2,5	2,5	2,4	2,5	3,1	3,7	3,5	3,0
Remuneración media real (variación respecto del mismo trimestre del año anterior)	-1,0	-3,4	-5,1	-9,9	-6,1	-1,7	-1,5	3,1	-7,1	-12,2
Tasas de interés nominal (porcentajes anualizados)										
Tasa de interés pasiva <sup>e</sup>	15,3	16,5	18,9	19,1	18,9	18,1	18,0	21,2	25,6	26,1
Tasa de interés activa <sup>f</sup>	51,8	55,0	61,0	62,6	60,8	59,4	62,6	68,7	72,4	72,3
Tasa de interés interbancaria <sup>g</sup>	15,4	16,6	18,9	19,1	18,9	18,3	18,0	21,3	25,7	26,2
Diferencial de bonos soberanos (puntos básicos)	814	841	1 163	870	717	1 527	2 306	1 439	1 059	788
Índices de precios de bolsa (índices, junio de 1997=100)	59,6	58,5	40,3	54,1	56,4	42,2	26,0	36,2	37,6	46,4
Crédito interno <sup>h</sup> (variación respecto del mismo trimestre del año anterior)	10,3	3,8	15,5	17,6	17,6	23,3	18,2	11,8	14,2	...
Crédito vencido sobre crédito total (%) <sup>i</sup>	4,8	3,9	3,9	4,4	4,7	4,9	4,4	4,0	4,3	4,5

FUENTE: CEPAL, op. cit., Diciembre de 2003.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a. Cifras preliminares. b Índice encadenado, base 1990=100. c Promedio trimestral, ponderado por el valor de las exportaciones e importaciones de bienes. d A partir del primer trimestre de 2002, nueva metodología. Datos no comparables con cifras anteriores. e Certificados de depósito, acumulado en el mes. f Tasa media de operaciones de crédito con recursos libres, total general. g Tasa SELIC (Sistema Especial de Liquidación y Custodia). h Se refiere al crédito neto al sector público y privado otorgado por los bancos comerciales y otras instituciones financieras y bancarias. i Se refiere al crédito otorgado por el sistema financiero.

Según las cuentas nacionales, divulgadas por el Instituto Brasileño de Geografía y Estadística (IBGE), hubo reducción de los gastos de inversiones, incluyendo variación de estoques, de 4,1% en 2002, lo que implicó reducción de las inversiones como porcentual del PIB, de 21,2%, en 2001, para 19,4%, en 2002. Todos los componentes de la inversión presentaron caída en el año, reflejando el bajo nivel de actividad económica, así como las incertidumbres sobre su evolución futura.

La producción de insumos de la construcción civil presentó retracción de 2,8% en 2002, a pesar de la fuerte recuperación en el último trimestre del año, cuando presentó crecimiento de 3,9% con relación al 3° trimestre. Esa recuperación es explicada, en parte, por la orientación de la aplicación de recursos en inmuebles, motivado por incertidumbres asociadas al proceso electoral de 2002, y también por los cambios en las reglas para los fondos de inversiones en renta fija, que incentivaron las retiradas líquidas de recursos del sistema financiero.

La producción de bienes de capital registró caída de 1,1% en 2002, interrumpiendo la recuperación observada en los dos años anteriores. El comportamiento a lo largo del año reveló evolución favorable en el último trimestre, de 1,7%, en relación con el tercero, debido, básicamente, a la expansión de 18,4% de las exportaciones de bienes de capital en el período. Sin embargo, esto no representó un aumento de las inversiones productivas en el país. Los datos desagregados de la producción de bienes de capital mostraron crecimiento en las producciones de máquinas y equipamientos agrícolas, 18,6% en el año, de equipamientos de transporte, 8,1%, y de máquinas y equipamientos para la industria, 5,1%. El aumento de la producción de máquinas y equipamientos agrícolas es una tendencia de los últimos años, acompañando el buen desempeño de la producción agropecuaria.

El destaque negativo fue dado por la producción de equipamientos para la provisión de energía eléctrica, con retracción de 27%, explicada por la reducción del ciclo de inversiones desencadenado por la crisis de energía eléctrica, que incentivó empresas a invertir macizamente en la producción propia de energía eléctrica en 2001. La importación de bienes de capital, a su vez, registró caída de 18,1% en el año, desempeño asociado al ambiente de incertidumbres políticas y a la depreciación cambiaria.

El total de desembolsos del Sistema BNDES – Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), Agencia Especial de Financiación Industrial (FINAME) y BNDES Participaciones S.A. (BNDESpa) – alcanzó R\$37,4 billones en 2002, representando expansión nominal de 48,4% y real, deflacionado por el Índice General de Precios - Disponibilidad Interna (IGP-DI), de 30,7%, con relación a 2001.<sup>7</sup>

Por sectores de actividad, las financiaciones del BNDES para la industria de transformación presentaron expansión nominal de 34,6% y real de 18,6%. Para

---

<sup>7</sup> Según datos del Banco Central de Brasil.

el comercio y el sector de servicios las financiaciones crecieron 66,5%, en términos nominales, e 46,7% en términos reales. Las financiaciones para agropecuaria fueron 63,3% superiores a las de 2001, en términos nominales, y 43,8% a precios constantes. Los préstamos para la industria extractiva declinaron 36,9%, en términos nominales, y 44,4%, en términos reales. Esa retracción en las financiaciones para la industria extractiva es explicada por la elevada base de comparación, una vez que en 2001 las financiaciones para el sector habían crecido 228%.

**Cuadro 5.- Brasil: principales indicadores económicos**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 (1)
<b>Tasas anuales de variación</b>									
Producto interno bruto total	6,2	4,2	2,5	3,1	0,1	1,0	4,0	1,5	1,4
Producto interno bruto por habitante	4,7	2,7	1,1	1,7	-1,2	-0,3	2,6	0,2	0,1
<b>Producto interno bruto sectorial</b>									
Agricultura	5,5	4,1	3,1	-0,8	1,3	8,3	2,2	5,7	5,8
Minería	6,2	3,7	6,0	5,3	7,4	0,1	11,1	3,4	10,4
Industria manufacturera	7,3	2,1	2,1	3,2	-3,4	-2,6	5,4	0,6	1,9
Electricidad, gas y agua	4,2	7,6	6,0	5,9	5,2	1,4	4,2	-5,6	1,5
Construcción	7,0	-0,4	5,2	7,6	1,5	-3,7	2,6	-2,6	-2,5
Comercio al por mayor y al por menor, restaurantes y hoteles	9,3	8,5	1,8	3,0	-4,7	-0,6	4,5	1,5	0,2
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	7,1	11,9	5,5	4,3	0,9	4,0	8,6	7,4	3,1
Establecimientos financieros, seguros, bienes inmuebles y servicios prestados a las empresas	2,5	-0,6	2,8	3,1	1,9	1,9	4,3	1,6	1,6
Servicios comunales, sociales y personales	2,2	1,4	1,3	1,4	1,0	2,1	1,8	0,8	1,3
<b>Balanza de pagos Millones de dólares</b>									
Balanza de bienes	10.861	-3.157	-5.453	-6.652	-6.574	-1.199	-697	2.651	13.143
Exportaciones fob	44.102	46.506	47.851	53.189	51.140	48.011	55.086	58.223	60.362
Importaciones fob	-33.241	-49.663	-53.304	-59.841	-57.714	-49.210	-55.783	-55.572	-47.219
Balanzas de capital y financiera (2)	7.751	31.105	31.930	22.240	16.117	14.549	32.285	19.763	-3.483
Inversión extranjera directa neta	2.035	3.475	11.667	18.608	26.002	26.888	30.497	24.715	14.084
Capital financiero (3)	5.716	27.630	20.263	3.632	-9.885	-12.339	1.788	-4.952	-17.567
<b>Otros indicadores del sector externo</b>									
Deuda externa bruta total (millones de dólares)	153.572	165.447	186.561	208.375	259.496	241.468	236.156	226.067	227.689
Deuda externa bruta total (% sobre el PIB)	28,1	23,5	24,1	25,8	32,9	45,0	39,2	44,4	50,3
<b>Empleo Porcentajes</b>									
Tasa de desempleo abierto (4)	5,1	4,6	5,4	5,7	7,6	7,6	7,1	6,2	7,1
<b>Precios Porcentajes anuales</b>									
Variación de precios al consumidor	916,4	22,4	9,6	5,2	1,7	8,9	6,0	7,7	12,5

(1) Cifras preliminares.

(2) Incluye errores y omisiones.

(3) Se refiere a los saldos de las balanzas de capital y financiera menos la inversión extranjera directa neta y más errores y omisiones.

(4) Promedio anual, ponderado por el valor de las exportaciones e importaciones de bienes.

FUENTE: CEPAL, op. Cit. Diciembre de 2003.

## 5. URUGUAY

El período de los 90 fue para Uruguay un período en el que se registraron valores positivos de evolución económica (a excepción del año 1995, como puede verse en los Cuadros 6). Para los analistas del Banco Central del Uruguay, este crecimiento fue posible debido a un incremento del comercio entre los socios del MERCOSUR, gracias a la reducción de las barreras arancelarias y al alto poder de compra de las monedas argentinas y brasileñas durante esa época.

Este ciclo de crecimiento culminó en el año 1998 con un valor del producto interno bruto per capita de US\$ 6800.

A principios del año 1999 se inició un ciclo de recesión económica producida por la devaluación de la moneda brasileña. Más tarde, esta situación se agravó con la devaluación de la moneda argentina (2002) y con la crisis financiera de los bancos uruguayos en el mismo año. En el 2002 ya se hablaba de una reducción del PIB per capita a valores inferiores a 5000 US\$.

A principios de la década pasada, el Uruguay reestructuró su perfil de endeudamiento utilizando entre otros instrumentos los bonos del plan "BRADY". Por otra parte, las finanzas públicas sufrieron un alto déficit crónico en el rango del 3,5% del PIB a pesar del período de crecimiento de la economía antes mencionado.

El gobierno uruguayo fue financiando este sucesivo déficit fiscal con endeudamiento externo, procedimiento que le fue facilitado gracias a un "investment grade" obtenido entre otras razones por su perfil y nivel de deudas y posición de reservas.

La deuda externa total bruta que al final de 1999 llegaba al 63% del PIB fue acompañada ese año por una deuda externa neta total del 14% del PIB gracias a una excelente posición de reservas internacionales brutas totales. En estas últimas reservas, han jugado un papel importante los depósitos de los no residentes.

Desde el comienzo del año 1999, el endeudamiento continuó creciendo y con el ciclo de recesión también fue deteriorándose el PIB.

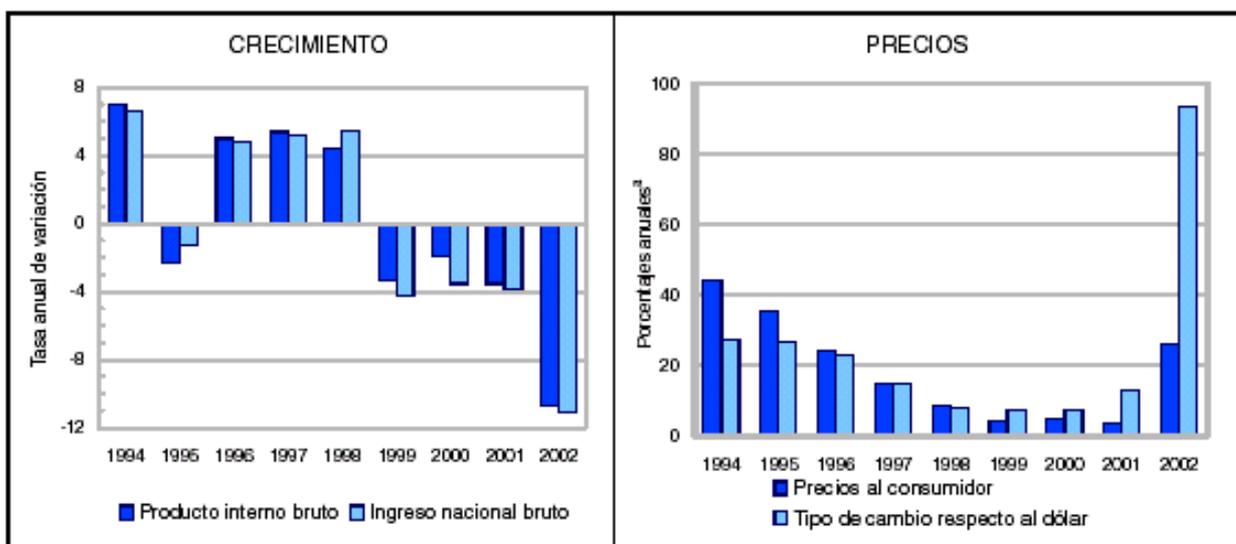
A finales del año 2001, la deuda externa bruta total trepó al 85% del PIB y la deuda externa neta total al 17% del PIB.

Luego de tres años de recesión y bajo una profunda crisis económica y financiera, el nivel de actividad en Uruguay se contrajo bruscamente. En 2002, el producto interno bruto se redujo un 12% y acumuló un descenso del 17% respecto del máximo alcanzado en 1998, lo que equivalió a un retroceso del producto por habitante al nivel de 1991. Esta abrupta baja acarrió una tasa de desocupación del 17% de la población económicamente activa, mientras la inflación, luego de varios años de bajos valores, ascendió a alrededor de un

26% anual. A pesar de la reducción del gasto real, la pérdida de ingresos derivada de la recesión impidió reducir el déficit del sector público a cifras inferiores al 4% del PIB, mientras una considerable contracción de las importaciones, en un contexto de fuerte descenso de la demanda interna, contribuía a cerrar la brecha externa.

**Gráfico 5.- Uruguay: principales indicadores económicos**

URUGUAY: PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS



FUENTE: BCRA, op. cit., 2003.

Uruguay logró poner fin en el 2003 a la persistente recesión económica que se prolongaba desde mediados de 1999. Si bien en el conjunto del año el PIB creció escasamente, cerca de un punto porcentual luego de haberse desplomado más de un 10% en el 2002, el nivel de actividad comenzó a repuntar a partir del primer trimestre y mantuvo una tendencia creciente hasta fines del año.

La reactivación de la producción se basó, sobre todo, en las exportaciones, dado que el consumo interno se mantuvo retraído. La inflación mostró un descenso cercano al 10% anual y la tasa de desocupación, aunque muy elevada, ha mostrado una tendencia a disminuir. El mayor nivel de actividad permitió incrementar los ingresos fiscales, lo que, junto a la restricción del gasto, contribuyeron a reducir el déficit fiscal a menos de un 4% del PIB, lo que no se había logrado en varios años. La rápida expansión de las exportaciones y el limitado nivel de las importaciones durante la mayor parte del año mantuvieron positivo el saldo de la cuenta corriente externa.

El elevado endeudamiento del sector público constituía el principal desafío de política económica a principios del 2003, dado que en el bienio 2003 - 2004 debe hacerse frente a un cuantioso volumen de amortizaciones de títulos

públicos, en poder de acreedores privados internos y externos<sup>8</sup>. Fue en este contexto que a inicios del 2003 las autoridades se abocaron a la presentación de una propuesta de canje voluntario de deuda en moneda extranjera del orden de los 5.200 millones US\$, sin quita de capital ni intereses pero con una extensión de los plazos de vencimientos de por lo menos cinco años. La propuesta fue bien acogida, ya que fue aceptada por más del 90% de los acreedores privados.

El sistema financiero se estabilizó en los bajos niveles registrados luego de la aguda crisis del año anterior, y a mediados del primer semestre el gobierno tuvo éxito en su propuesta de canje voluntario de títulos públicos en moneda extranjera. Después de la reestructuración de la deuda en documentos públicos, las autoridades firmaron un nuevo acuerdo con el FMI, que abrió el camino para recibir financiamiento de organismos multilaterales. La modificación del perfil de la deuda y el nuevo acuerdo con el FMI contribuyeron a una notoria mejoría de la confianza a comienzos del segundo semestre del año, pero la reducción del déficit fiscal continuó representando un objetivo difícil de alcanzar.

Los mayores ingresos y la estabilidad del gasto permitieron acrecentar el superávit primario a un nivel cercano a la meta del 3% del PIB, de acuerdo a lo acordado con el Fondo Monetario, con lo cual el déficit consolidado se ubicaría dentro del rango previsto. Para financiar del déficit se recurrió a emisión monetaria, préstamos de organismos internacionales y colocación de endeudamiento de corto plazo en moneda nacional y extranjera en el mercado interno.

La mayor confianza, el incremento de la competitividad derivada del aumento del tipo de cambio real (45% entre junio del 2002 y octubre del 2003), el alza de los precios de los principales productos exportables y la reanudación de las ventas de carne vacuna, al declararse a Uruguay país libre de aftosa con vacunación, dieron un gran impulso a las exportaciones de bienes y servicios, que tuvieron un aumento real de casi un 10%.

En términos anuales, la producción agropecuaria fue la única que mostró una expansión importante. En un contexto de escaso consumo privado, la industria manufacturera mostró un limitado dinamismo, mientras la construcción siguió mostrando señales de recesión, con un nivel de actividad que sólo alcanza al 60% del máximo registrado en 1999; los servicios también decayeron. El panorama es muy diferente si se observa la tendencia del producto durante el año. La fuerte contracción de la actividad de la segunda mitad del 2002 había determinado un arrastre negativo de siete puntos porcentuales para la medición del PIB del 2003. Sin embargo, el crecimiento registrado durante el año, aunque siguió siendo negativo, fue de tal magnitud (más de un 10% entre fines del 2002 y del 2003) que logró compensar la considerable carga remanente del año anterior. La reactivación, para la cual se recurrió a capacidad instalada

---

<sup>8</sup> A fines del 2002 la deuda pública en moneda extranjera equivalía a casi la totalidad del producto y un 45% de ella se adeudaba a organismos internacionales.

ociosa, se observó principalmente en la producción agropecuaria y agroindustrial, en la incipiente sustitución de importaciones y en las actividades relacionadas con el turismo.

La desocupación se redujo a medida que se incrementaba el nivel de actividad, pero a fines del 2003 todavía seguía siendo alta, de un 16% de la PEA. Esta baja de la desocupación se debió a una mayor demanda de trabajo y a una disminución de la oferta a causa de la persistente corriente emigratoria que se observa desde inicios del 2002 (efecto de la crisis económica) y una sensación “sin esperanzas” en la búsqueda de trabajo. Los aumentos de salarios públicos y privados se dieron muy por debajo de los índices de la inflación, lo que determinó un nuevo retroceso de los salarios reales, que se calcula en el orden del 10% entre 2002 y 2003.<sup>9</sup>

La contracción del consumo, el inesperado aumento de la demanda de dinero y la estabilidad del tipo de cambio, que aumentó poco más de un 4% en los diez primeros meses del año 2003, contribuyeron a reducir el ritmo de crecimiento de los precios al consumo a un 10,8% en el período de un año finalizado en noviembre, lo que representa menos de la mitad del ritmo del año anterior.

Las exportaciones de bienes mostraron un empuje vigoroso a partir de mediados de año y se estima que habrían crecido alrededor de un 13% en el 2003.

---

<sup>9</sup> BCROU, Informe al Poder Ejecutivo: evolución de la economía uruguaya durante 2002 y programa monetario 2003. 2003.

**Cuadro 6.- Uruguay: principales indicadores trimestrales**

## URUGUAY: PRINCIPALES INDICADORES TRIMESTRALES

	2001				2002 <sup>a</sup>				2003 <sup>a</sup>	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Producto interno bruto total (variación respecto del mismo trimestre del año anterior) <sup>b</sup>	-1,6	-1,6	-4,6	-5,3	-10,2	-5,3	-12,9	-13,1	-9,1	...
Exportaciones de bienes fob (millones de dólares)	596	500	482	480	452	510	439	460	438	...
Importaciones de bienes cif (millones de dólares)	806	770	735	751	524	593	420	427	471	519
Reservas internacionales (millones de dólares)	2 667	2 764	2 750	3 097	2 194	1 451	732	769	764	1 164
Tipo de cambio real efectivo (2000=100) <sup>c</sup>	100,4	100,3	101,0	104,2	99,4	107,2	141,5	138,3	145,7	151,8
Tasa de desempleo urbano	14,9	16,0	15,4	14,9	14,8	15,6	19,0	18,6	18,6	17,2
Precios al consumidor (variación porcentual en 12 meses, %)	4,7	4,3	3,9	3,6	5,1	8,9	23,5	25,9	28,5	24,6
Tipo de cambio nominal promedio (pesos por dólar)	12,6	13,1	13,5	14,0	14,7	17,1	26,1	27,1	28,3	28,2
Remuneración media real (variación respecto del mismo trimestre del año anterior)	-1,0	-0,5	0,0	0,4	-1,8	-6,4	-15,8	-18,0	-19,9	-16,7
Tasas de interés nominal (porcentajes anualizados)										
Tasa de interés pasiva <sup>d</sup>	11,4	12,2	17,1	16,6	23,0	39,9	45,9	...	...	...
Tasa de interés activa <sup>e</sup>	48,8	49,5	51,7	56,8	77,8	111,3	155,3	159,9	...	...
Tasa de interés interbancaria <sup>f</sup>	13,3	14,0	31,8	29,3	71,7	95,4	118,3	72,1	80,0	...
Diferencial de bonos soberanos (puntos básicos)	237	200	263	208	538	1 364	2 094	1 902	2 068	1 390
Crédito interno <sup>g</sup> (variación respecto del mismo trimestre del año anterior)	5,8	7,8	4,5	10,3	11,9	17,7	49,5	37,6	51,1	...
Crédito vencido sobre crédito total (%) <sup>h</sup>	9,1	9,5	10,3	9,9	14,3	20,1	26,4	24,5	21,2	...

 FUENTE: CEPAL, opc. cit. Diciembre de 2003.<sup>10</sup>

Principalmente, durante los últimos dos años, la economía uruguaya fue duramente golpeada por shocks regionales extraordinariamente adversos - originados especialmente en Argentina - y por una crisis financiera de una profundidad nunca antes observada. El colapso de la Convertibilidad argentina repercutió tanto en el sector real de la economía (por la disminución de demanda externa asociada al desplome del consumo y de los precios expresados en dólares en dicho país) como en el financiero (por el retiro de depósitos de los no residentes y la pérdida generalizada de confianza de los residentes).

También jugó un papel clave la caída del gasto privado de los residentes, consistente con un contexto de caída de ingreso, expectativas pesimistas y fuerte incertidumbre. Tampoco se pueden ignorar los efectos recesivos de la depreciación del tipo de cambio real, derivados del deterioro patrimonial de las empresas endeudadas en dólares.

<sup>10</sup> FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a Cifras preliminares. b Sobre la base de cifras en moneda nacional a precios constantes de 1983. c Promedio trimestral, ponderado por el valor de las exportaciones e importaciones de bienes. d Promedio de las tasas más ofrecidas, para depósitos de 1 a 6 meses, en los últimos 3 días del mes, por los 5 bancos privados más representativos. e Promedio de las tasas más frecuentes, para préstamos de 6 meses o menos, en el último día del mes, por los 5 bancos privados más representativos. f Tasa del mercado monetario. g Se refiere al crédito neto al sector público y privado otorgado por los bancos comerciales y otras instituciones financieras y bancarias. h Se refiere al total de créditos otorgados por los bancos comerciales privados y casas comerciales.

La abrupta contracción del crédito asociada a la crisis financiera se constituyó en un importante factor de oferta negativo. Ni la mejora de competitividad del sector productor de bienes transables fruto de la fuerte depreciación del tipo de cambio real, ni la gradual desaparición de los efectos del brote de fiebre aftosa del año 2001, alcanzaron para contrarrestar la magnitud de los factores adversos arriba comentados.

Sólo el sector agropecuario registró crecimiento en 2002 (6,6%). La producción ganadera (ganado vacuno) se vio favorecida por la superación de la crisis sanitaria de 2001 y por el fuerte aumento de los nacimientos. En el subsector agrícola, las cosechas de cereales y oleaginosos se recuperaron. Sin embargo, las dificultades para acceder al crédito y el encarecimiento de los insumos importados limitaron una mayor expansión del sector agropecuario, uno de los principales beneficiarios de la sustantiva depreciación que registró el tipo de cambio real en 2002.

El nivel de actividad cayó 13,8% en la industria manufacturera. Las causas del pobre desempeño del sector se pueden encontrar tanto en factores de demanda (caída abrupta de la absorción doméstica, disminución de las ventas a la región debido a la crisis argentina) como de oferta (restricciones crediticias, encarecimiento de insumos importados, entre otros). La mayor parte de la caída del producto industrial (9,1 puntos porcentuales) estuvo asociada al comportamiento contractivo de los segmentos orientados al mercado doméstico. Otro factor que contribuyó a la baja del sector fue la menor producción de la industria petrolera.<sup>11</sup>

Por otra parte, la industria exportadora se retrajo globalmente 2,5%. Este desempeño fue resultado de la recuperación de los frigoríficos (17%) y de la menor producción de material de transporte (66,1%), confecciones (45,8%), textiles (13,6%), de los molinos (11%) y de alimentos diversos (5,9%). Las exportaciones de origen industrial medidas en dólares corrientes disminuyeron 10,9%. Se observaron fuertes descensos de las ventas a Argentina (64,6%). Los rubros más afectados fueron los de vehículos automóviles (64,4%), papel (58,9%) y prendas de vestir (93,3%). Nuestros principales productos de exportación se vieron afectados. Las restricciones sobre tipo de cortes, el cierre del mercado de Estados Unidos y la demora para acceder al mercado de Canadá impidieron una recuperación más firme de la industria frigorífica. Las dificultades para el aprovisionamiento de materia prima y los precios internacionales poco atractivos están detrás de la caída de 20% del monto exportado de arroz a Brasil.

El sector servicios verificó la mayor caída en 2002: 24,7%. El descenso de la comercialización de productos manufacturados nacionales, así como la significativa caída de las importaciones, explican la disminución de la actividad comercial. Por otra parte, la contracción de la demanda doméstica, del número de turistas y de su gasto, dio lugar a una menor actividad de restaurantes y

---

<sup>11</sup> Casi la mitad de la caída de 19,3% de la actividad industrial en el cuarto trimestre puede ser explicada por el cierre para tareas de mantenimiento de la refinería de petróleo de la Administración Nacional del Cemento, Alcoholes y Petróleo (ANCAP).

hoteles, tanto en temporada como a lo largo del resto del año.

La actividad del sector Construcción descendió 21,2% en 2002. La recesión doméstica y la crisis argentina afectaron fuertemente a la construcción privada de todo el país. Los recortes del gasto público se tradujeron fundamentalmente en una disminución de la inversión en construcción.

El sector Transporte y comunicaciones, que había presentado el mayor dinamismo en la década de los noventa, no logró evitar una reducción de su nivel de actividad en 2002 (9,3%). En efecto, la caída del empleo y de los ingresos de los hogares determinó una menor utilización del transporte terrestre de pasajeros. La evolución de las exportaciones, las importaciones y el producto industrial dio lugar a un menor movimiento de mercaderías. Los servicios conexos al transporte se vieron afectados fundamentalmente por el descenso del comercio exterior y del turismo. La reducción de la actividad de la empresa telefónica (Antel) se explica por un menor uso de la telefonía celular y un menor número de llamadas de larga distancia nacional.

El producto correspondiente al agregado "Otros" ("Establecimientos financieros y seguros", "Bienes inmuebles", "Servicios prestados a las empresas", "Servicios del Gobierno General", "Servicios sociales y otros", "Servicios de esparcimiento", "Servicios personales", "Canteras y minas" y "Pesca") descendió 9,8%. La caída de los derechos de importación tuvo fuerte incidencia en dicha evolución. Como era de esperar, dada la contracción de la demanda interna, la mayoría de las actividades incluidas en ese agregado presentaron variaciones negativas, destacándose la de los servicios prestados a empresas, los sociales, de esparcimiento y personales.

Como se ha mencionado anteriormente, el año 2003 presenta una leve mejora de los índices económicos del Uruguay, en gran medida impulsada por un crecimiento del sector agropecuario y el de la construcción. No obstante, hasta el momento, no se tienen aún los resultados consolidados de esta economía.

**Cuadro 7.- Uruguay: principales indicadores económicos**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 (1)
<b>Tasas anuales de variación</b>									
Producto interno bruto total	7,0	-2,3	5,0	5,4	4,4	-3,4	-1,9	-3,5	-10,7
Producto interno bruto por habitante	6,2	-3,0	4,2	4,6	3,6	-4,1	-2,6	-4,2	-11,4
<b>Producto interno bruto sectorial</b>									
Agricultura	11,8	5,5	9,4	-6,1	5,2	-7,5	-3,0	-7,1	6,7
Minería	7,1	20,8	7,6	22,1	29,4	-5,8	-8,8	-5,2	-21,0
Industria manufacturera	4,0	-2,8	4,0	5,9	2,3	-8,4	-2,1	-7,6	-13,8
Electricidad, gas y agua	-3,3	7,3	4,3	6,7	11,5	-0,1	5,0	1,7	-0,6
Construcción	8,5	-10,3	-1,8	2,4	9,8	8,9	-11,1	-8,7	-21,2
Comercio al por mayor y al por menor, restaurantes y hoteles	11,0	-9,6	6,0	8,8	2,4	-3,4	-5,3	-3,2	-24,7
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	18,5	6,2	8,0	6,0	4,5	3,7	1,5	0,3	-9,3
Establecimientos financieros, seguros, bienes inmuebles y servicios prestados a las empresas	1,0	0,5	5,2	5,4	6,8	6,4	2,2	1,7	-2,0
Servicios comunales, sociales y personales	0,4	-0,4	2,2	3,4	2,7	-0,5	-0,6	-2,3	-3,4
<b>Balanza de pagos</b>									
<b>Millones de dólares</b>									
Balanza de bienes	-706	-563	-687	-704	-772	-897	-927	-771	59
Exportaciones fob	1.918	2.148	2.449	2.793	2.829	2.291	2.384	2.144	1.931
Importaciones fob	-2.624	-2.711	-3.135	-3.498	-3.601	-3.187	-3.311	-2.915	-1.873
Balanzas de capital y financiera (2)	547	440	386	687	831	398	733	847	-4.077
Inversión extranjera directa neta	155	157	137	113	155	235	274	319	100
Capital financiero (3)	393	284	249	574	676	163	459	528	-4.177
<b>Otros indicadores del sector externo</b>									
Deuda externa bruta total (millones de dólares)	4.251	4.426	4.682	4.754	5.195	5.618	6.116	5.855	6.981
Deuda externa bruta total (% sobre el PIB)	24,3	22,9	22,8	21,9	23,2	26,9	30,4	31,5	56,6
<b>Empleo</b>									
<b>Porcentajes</b>									
Tasa de desempleo abierto (4)	9,2	10,3	11,9	11,5	10,1	11,3	13,6	15,3	17,0
<b>Precios</b>									
<b>Porcentajes anuales</b>									
Variación de precios al consumidor	44,1	35,4	24,3	15,2	8,6	4,2	5,1	3,6	25,9

(1) Cifras preliminares.

(2) Incluye errores y omisiones.

(3) Se refiere a los saldos de las balanzas de capital y financiera menos la inversión extranjera directa neta y más errores y omisiones.

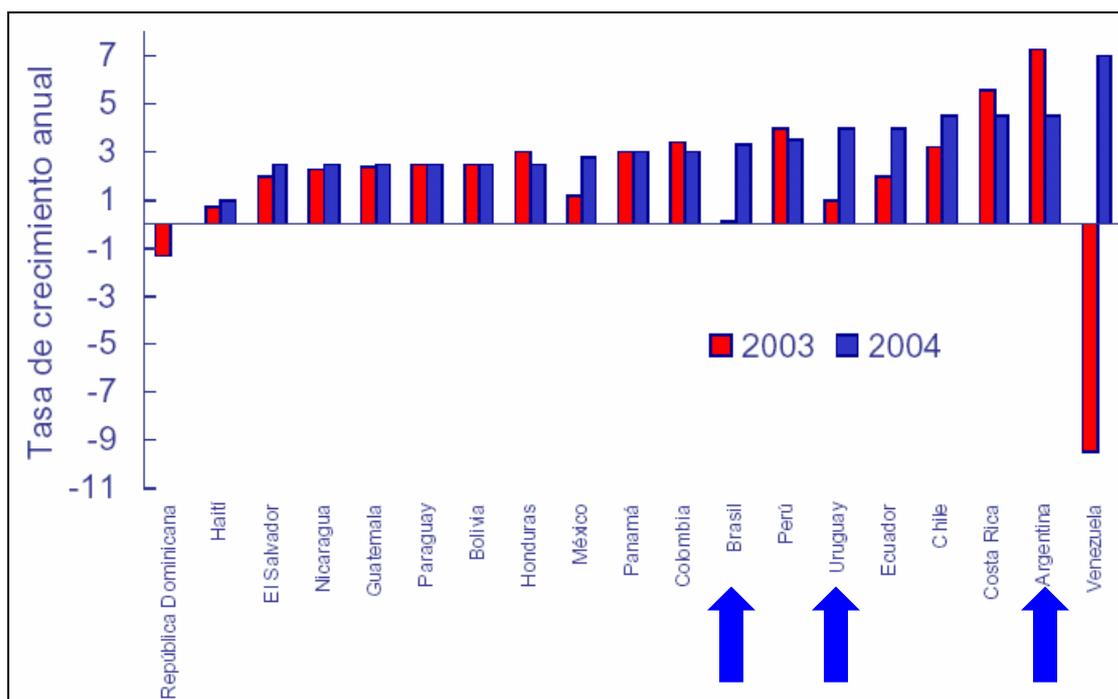
(4) Promedio anual, ponderado por el valor de las exportaciones e importaciones de bienes.

FUENTE: CEPAL, op. cit. Diciembre de 2003.

## 6. PANORAMA REGIONAL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PERSPECTIVAS Y PROYECCIONES

De acuerdo a los analistas de la CEPAL<sup>12</sup>, en el segundo semestre del 2003 la actividad económica mundial ha tomado un rumbo positivo que, a pesar de algunos riesgos, se mantendría en el 2004. Se prevé que en 2004 la región crecerá un 3,5%, dejando atrás el sexenio perdido anterior e iniciando gradualmente un nuevo período de expansión. Por primera vez desde 1997, no se proyecta una evolución negativa para ninguna economía latinoamericana. Según estimaciones de mencionado organismo internacional, se prevé que se sostenga la recuperación de los precios de los productos básicos. La reducción de la inflación seguirá y mejorará los salarios reales, impulsando la demanda interna, que ha estado estancada en la región. Asimismo, se espera que el desempleo responda positivamente a la recuperación del crecimiento

Gráfico 6.- Tasa anual de crecimiento



FUENTE: CEPAL, División de Desarrollo Económico. Situación y perspectivas 2003. Estudio Económico de América Latina y el Caribe, 2002-2003. Agosto de 2003.

<sup>12</sup> CEPAL División de Desarrollo Económico. Situación y perspectivas 2003. Estudio Económico de América Latina y el Caribe, 2002-2003. Agosto de 2003.

Habida cuenta del escenario externo y de la evolución de las economías, se prevé que en el 2004 continúe la expansión iniciada en 2003. Asimismo, se anticipa un incremento de la actividad económica que se traduciría en una tasa regional promedio del 3,5%, muy superior a la de los últimos cinco años. Las estimaciones del crecimiento de la región en el cuarto trimestre del 2003 revelan una expansión de la actividad económica de alrededor de un 2,5% en relación con el mismo período del 2002. De este modo, la expansión de la región en 2004 podrá apoyarse, en parte, en el mejor desempeño observado en la segunda mitad de 2003.

Un análisis de varios factores externos e internos permite suponer que la favorable evolución de la actividad económica regional se mantendrá en el 2004. En primer lugar, se mantendrán los factores positivos a los que obedeció la recuperación del 2003, sobre todo, en el sector exportador. La reactivación de la economía mundial debería proseguir y, con ella, la recuperación de los precios y de la demanda internacional de los productos básicos. El escenario no está exento de riesgos. Los fuertes desequilibrios externos y fiscales de la economía estadounidense podrían conducir a nuevas caídas del dólar, en cuyo caso las tasas de interés aumentarían. La mayor parte de los analistas coincide en que estos ajustes son necesarios y deberían ocurrir a finales del 2004 o en el 2005, pero es aún prematuro delinear los escenarios en los que podría darse este ajuste de la mayor economía del mundo.

También existen factores internos que se traducen en perspectivas favorables para el 2004. Pese a que cada país presenta particularidades y los factores señalados tienen distintos efectos según los casos, se pueden hacer algunas consideraciones de carácter regional. En primer lugar, las tasas de interés internas deberían seguir disminuyendo en el primer semestre del 2004, dado que la evolución de los precios internos presenta una tendencia decreciente. Además, se prevé que las tasas internacionales de interés continúen en niveles más bien reducidos durante la mayor parte del 2004, con lo que se minimizarían las presiones externas a favor del aumento de las tasas internas. En segundo lugar, los tipos de cambio de los países de la región seguirán siendo altos, a pesar de los casos de apreciación de la moneda observados en los últimos meses del 2003. En tercer lugar, en un contexto de relativa expansión de la actividad económica, la política fiscal dejaría de ser contractiva e incluso podría llegar a ser levemente expansiva en algunos países.

Se prevé que en el 2004 proseguirá la recuperación de los flujos de capitales en la región, en un contexto de mejora del desempeño de las economías industrializadas. Se espera que los flujos de inversión extranjera directa se orienten al desarrollo de nuevas áreas y la privatización de servicios, en un marco de preservación de la estabilidad contractual. Los capitales financieros seguirían contribuyendo sobre todo a la refinanciación de pasivos externos. Las perspectivas para el 2004 apuntan a una inflación regional más baja que la registrada en el 2003.

Para el año 2004 se prevé una cierta recuperación de la situación laboral a nivel regional, gracias al afianzamiento de la reactivación económica en la mayoría de los países. En vista del crecimiento económico proyectado, se estima que la tasa de desempleo caería aproximadamente medio punto

porcentual, ubicándose apenas por encima del 10%. A ello contribuiría, en mayor medida, un nuevo aumento de la tasa de ocupación, tendencia incentivada por una mayor demanda laboral de parte de las empresas. A la vez, se frenarían las fuertes caídas de los salarios reales observadas en el 2003 en algunos países, mientras en otros la inflación decreciente y la mayor demanda laboral redundarían en un leve aumento del salario real del sector formal.

Asimismo, como un aporte de información adicional que refuerza las tesis que presenta la CEPAL, cabe resaltar que la mayor parte de los países del MERCOSUR (Argentina, Brasil y Paraguay) se consolidan como los mayores productores de soja del mundo, después de Estados Unidos de América. Además, la región es un importante centro de producción de carne vacuna y de aves, lo cual vinculado al hecho de que es una zona donde no se han presentado casos de “vaca loca” o de “gripe aviar”<sup>13</sup> permite prever un panorama muy favorable para el crecimiento de las actividades industriales vinculadas a la producción de carnes en el MERCOSUR. De hecho, en este bloque económico se está configurando una nueva región productora de alimentos a nivel mundial, lo cual seguramente tendrá una influencia positiva en el crecimiento de las economías regionales en el porvenir, habida cuenta el incremento de precios de *commodities* del sector agropecuario, como la soja y las carnes vacuna y de aves, en el mercado internacional.

En el caso de las economías de mayor tamaño se estima que **Argentina**, que mostró una rápida recuperación desde fines del 2002, seguirá creciendo a una tasa menor que el 2003 pero superior al promedio de América Latina y el Caribe. Aunque a tasas más bajas, el aumento de la inversión experimentado en el 2003 debería continuar, lo que ayudaría a sostener el crecimiento en el corto y mediano plazo. Se prevé también que la recuperación del consumo privado continuará en el 2004, pero existen interrogantes sobre la capacidad de recuperación del crédito. La reestructuración del sistema financiero está en curso y la renegociación de la deuda externa sigue pendiente. Para el 2004, año durante el cual se intensificarán las negociaciones sobre la reestructuración de la deuda impaga, se ha previsto un superávit primario de 3% del PIB.

En **Brasil**, se prevé una mayor expansión en el 2004, que se sustentaría en la recuperación de la demanda interna, tanto del consumo privado como de la inversión, y una tasa de crecimiento que supere el 3%, impulsada, entre otros factores, por una actividad interna que, en el último trimestre del 2003, ha comenzado a dar señales de recuperación.

---

<sup>13</sup> No obstante, en años anteriores se han detectado algunos brotes de fiebre aftosa, pero las autoridades sanitarias apuntan que la situación se encuentra totalmente bajo control.

**Cuadro 8.- Crecimiento económico de 2002 y 2003 y proyecciones para 2004 (Tasas anuales de variación)**

	2002	2003 (1)	2004 (2)
<b>Argentina</b>	-10,8	7,3	4,5
<b>Brasil</b>	1,9	0,1	3,3
<b>Uruguay</b>	-10,7	1,0	4,0

(1) Estimación.

(2) Proyección.

En **Uruguay**, la reforma tributaria diseñada por el gobierno y aprobada por el Parlamento en el 2003, tiene por propósito aportar mayores recursos mediante la simplificación y racionalización del sistema. Aunque se espera que continúe accediendo a los mercados de capitales, los organismos multilaterales y, sobre todo, el FMI, constituirán la principal fuente de financiamiento del gobierno. La política fiscal en el 2004 estará dominada por este objetivo, explícitamente establecido en el programa acordado con el Fondo que se está ejecutando y cuyo vencimiento tendrá lugar en marzo del 2005. Se prevé que las medidas de control del gasto corriente habrán de mantenerse en el 2004 y que el gobierno aplicará tarifas en las empresas públicas para asegurar la generación de un superávit de caja compatible con el programa fiscal. Este escenario servirá de marco a las próximas elecciones presidenciales.

**ANEXO 4. BREVE DESCRIPCIÓN SOBRE LA SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ARGENTINA, BRASIL Y URUGUAY: ASPECTOS REGULATORIOS Y ENERGÉTICOS**

**ÍNDICE**

<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>2 LAS BASES DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR ....</b>	<b>3</b>
<b>3 ASPECTOS REGULATORIOS.....</b>	<b>10</b>
3.1. EL CONTEXTO DE LAS REFORMAS SECTORIALES .....	10
3.2. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	11
3.2.1. LA REESTRUCTURACIÓN SECTORIAL EN ARGENTINA.....	11
3.2.1.1 Modernización del Sector Eléctrico.....	11
3.2.1.2 Sector Gas Natural.....	16
3.2.2. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN BRASIL.....	20
3.2.2.1 Sector Eléctrico .....	20
3.2.2.2 Reestructuración del Sector Gas Natural en Brasil .....	30
3.2.3. LA REESTRUCTURACIÓN SECTORIAL EN URUGUAY .....	32
3.2.3.1 Sector Eléctrico .....	32
3.2.3.2 Reestructuración del Sector Gas Natural en Uruguay.....	37

## **1. INTRODUCCIÓN**

En este informe se presenta una reseña sobre la situación energética de tres países del MERCOSUR: Argentina, Brasil y Uruguay. El informe se inicia con la presentación de aspectos referentes a la integración energética en el mencionado bloque económico: bases de la integración y acciones institucionales que se llevaron adelante.

Posteriormente, se discuten los marcos regulatorios actuales de los sectores electricidad y gas natural<sup>1</sup> en los citados países. Se termina el informe con una exposición detallada de algunos indicadores de los balances energéticos y de las relaciones con la economía.

---

<sup>1</sup> El sector petróleo y derivados, por sus características de “commodities”, no representa un objeto de un marco regulatorio que afecte el mercado transfronterizo.

## 2. LAS BASES DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN EL MERCOSUR

Durante las décadas anteriores a la década de los 90, periodo en el que se llevaron a cabo las reformas estructurales de los sistemas energéticos de los países del MERCOSUR, se han tenido diversas iniciativas gubernamentales mediante las cuales se establecieron organizaciones internacionales del sector energético<sup>2</sup> y se ejecutaron proyectos de interconexión gasífera y eléctrica.<sup>3</sup> En todos estos casos los gobiernos (o las empresas públicas) fueron los agentes promotores y ejecutores de las organizaciones y de los proyectos y crearon, para el efecto, marcos legales específicos por medio de Tratados, cuya ratificación en los países involucrados se realizó de acuerdo a la legislación vigente en cada uno de ellos.

En la década de los 90 se introdujeron dos elementos fundamentales que cambiaron el escenario sectorial y crearon nuevas condiciones para el diálogo de la integración: la instauración del bloque regional MERCOSUR y la implantación de reformas en el marco institucional y regulatorio de la mayor parte de los países del bloque: Argentina, Brasil y Uruguay. Los gobiernos se concentraron en la realización de estudios y propuestas para poner en marcha el mercado común, de un lado, así como en diseñar y aplicar nuevos modelos sectoriales, de otro lado. A su vez, en las dos mayores economías de la región, Argentina y Brasil, se verificó una creciente participación – aunque no de igual intensidad y proporción – de actores privados, nacionales e internacionales, en los negocios del sector energético. De hecho, los gobiernos dejaron de tener un rol protagónico en nuevas iniciativas empresariales de la integración. Asimismo, poco se ha avanzado en el sentido de generar un foro gubernamental de discusión supranacional sobre los asuntos energéticos.

A fines de los 90 y en los primeros años del nuevo siglo la crisis recesiva de las economías de la región, la crisis energética en el Brasil y el cambio de dirección política en ese país, así como las manifestaciones sociales que llevaron a inestabilidad política en Argentina, entre otros, están llevando a una nueva discusión sobre el alcance, perspectivas y el impacto de las reformas económicas y sectoriales. Se impone una revisión crítica sobre lo actuado en este sentido. En algunos casos, esta situación parece haber afectado a algunos proyectos de integración que se planteaba realizar en el corto plazo (por ejemplo, el Gasoducto de la Integración impulsado por Petrobras y ENI lanzado en el año 2001<sup>4</sup>). De hecho, se puede decir que se ha rezagado la

---

<sup>2</sup> Tales como: la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial de Latinoamérica (ARPEL) y la Comisión de Integración Energética Regional (CIER).

<sup>3</sup> Entre los proyectos, se pueden destacar los casos de: Itaipú Binacional (Brasil/Paraguay); Yacyretá (Paraguay/Argentina); Salto Grande (Argentina/Uruguay); y el gasoducto Bolivia/Argentina.

<sup>4</sup> El GASIN, como fue denominado este proyecto, se encuentra paralizado. Se tienen algunos estudios preliminares llevados a cabo por una agencia de desarrollo de Brasil. La propuesta era transportar gas boliviano por territorio argentino hasta el mercado brasileño (se había planteado una opción por territorio paraguayo).

consolidación de una agenda de integración energética del MERCOSUR, lo cual parece indicar una dificultad de concertar la participación y el rol de los nuevos actores (privados, nacionales e internacionales) y del propio Estado en un proceso de integración energética regional que necesariamente debe realizarse con una base de diálogo multisectorial, internacional y transcultural.

Sin embargo, vale destacar un nuevo esfuerzo que se viene realizando en el contexto sudamericano, mediante la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA).<sup>5</sup> El Comité de Dirección Ejecutiva (CDE) de la IIRSA definió un conjunto de Principios Orientadores para la formulación de la Visión Estratégica para la integración física de América del Sur, que son los siguientes:

*I. Regionalismo Abierto:*

*América del Sur es concebida como un espacio geoeconómico plenamente integrado, para lo cual es preciso reducir al mínimo las barreras internas al comercio y los cuellos de botella en la infraestructura y en los sistemas de regulación y operación que sustentan las actividades productivas de escala regional (...).*

*II. Ejes de Integración y Desarrollo:*

*(...) el espacio suramericano es organizado en torno a franjas multinacionales que concentran flujos de comercio actuales y potenciales, en las cuales se busca establecer un estándar mínimo común de calidad de servicios de infraestructura de transportes, energía y telecomunicaciones (...).*

*III. Sostenibilidad Económica, Social, Ambiental y Político-institucional:*

*El proceso de integración (...) debe tener por objetivo un desarrollo de calidad superior que sólo podrá ser alcanzado mediante el respeto a los cuatro elementos de la sostenibilidad: (i) Sostenibilidad económica (...); (ii) Sostenibilidad social (...); (iii) Sostenibilidad ambiental (...); y (iv) Sostenibilidad político-institucional (...).*

*IV. Aumento del Valor Agregado de la Producción:*

---

<sup>5</sup> Ver en: IIRSA, 2003 - América del Sur 2020 – Una visión estratégica de la integración física regional.

*El desarrollo y la integración regional (...) debe ser un proceso de mejoramiento constante de la calidad y productividad de los bienes y servicios (mediante la innovación y la generación de conocimiento) (...).*

#### *V. Tecnologías de la Información:*

*El uso intensivo de las más modernas tecnologías de informática y comunicaciones permite promover una transformación total de los conceptos de distancia y espacio a fin de (...) acercar la economía suramericana a los grandes motores de la economía mundial (...).*

#### *VI. Convergencia Normativa:*

*(...) es necesaria la voluntad política de los gobiernos para promover y facilitar el diálogo entre las autoridades reguladoras y de planificación de los países con el fin de lograr compatibilidad entre las reglas que rigen y orientan las actuaciones de la iniciativa privada en la región.*

#### *VII. Coordinación Público-Privada:*

*Los desafíos del desarrollo de la región plantean la necesidad de coordinación y liderazgos compartidos entre los gobiernos (en sus distintos niveles) y el sector empresarial privado, incluyendo tanto la promoción de asociaciones estratégicas público-privadas para el financiamiento de proyectos de inversión, así como consultas y cooperación para el desarrollo de un ambiente regulatorio adecuado para la participación significativa del sector privado en las iniciativas de desarrollo regional e integración (...)."*

IIRSA propone mantener un espacio de relaciones entre actores que deben tener bien definidos sus roles, sus acciones y sus capacidades institucionales para llevar adelante el proceso de integración en la región.

### **El proceso de la integración**

El MERCOSUR, bloque económico formado por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, surge en el marco de la necesidad de expansión de los mercados nacionales y bajo el impulso de comercio en otros rubros que no son necesariamente los de energía. No obstante, las relaciones energéticas binacionales ya existen mucho antes de la creación del mismo MERCOSUR.

De hecho, se está conformando un mercado creciente de energía a expensas y facilidad del MERCOSUR, donde se entiende que hay un gran mercado

consumidor en el Brasil y un gran mercado productor de excedentes exportables en la Argentina, Bolivia<sup>6</sup> (hidrocarburos) y Paraguay (hidroelectricidad). Uruguay se encuentra en una situación más o menos equilibrada en términos de intercambio de energía, a pesar que es preponderantemente importador.

Necesariamente la integración energética implica en vínculos físicos que consolidan el mercado común de la región y tienden a sustentar su actividad y desarrollo en tanto bloque económico, en un momento en que los mercados globalizados no distinguen fronteras y los países requieren de representaciones supranacionales para encarar más saludablemente los negocios en todos los sectores.

Si bien Petrobrás ha descubierto recientemente (2003) una gran reserva de 420 mil millones de m<sup>3</sup> de gas natural en la cuenca de Santos, esto debería encararse como una oportunidad para impulsar nuevos proyectos de integración (donde Brasil inclusive podría exportar energía).

Sin lugar a dudas, la integración energética regional supera el ámbito estrecho del MERCOSUR, colocando en la trama necesariamente tanto a Bolivia como a Chile y Perú<sup>7</sup>. Ello principalmente porque los negocios energéticos y las posibilidades de agregar valor al producto energía no están limitados a las fronteras de los cuatro países miembros. Así, a través de una serie de vínculos energéticos bilaterales que ya existen entre los países del MERCOSUR + 3 se demuestra que los análisis energéticos de integración deben considerar –mejor más temprano que tarde - imperativamente los países asociados del bloque: uno con un perfil principalmente consumidor (Chile) y los otros productores (Bolivia y Perú).

## **El Tratado de Asunción y el Sector Energético**

Desde enero de 1995, la entrada en vigencia de los acuerdos del MERCOSUR otorga a quienes inviertan o se establezcan en la subregión el beneficio del libre comercio intrarregional, lo cual implica la libre circulación de bienes entre los países miembros, sin el pago de aranceles (salvo algunas excepciones transitorias) y sin enfrentar muchas de las engorrosas barreras no arancelarias del pasado. Asimismo, entre los países miembros se ha establecido una política comercial externa común frente al mundo, que ha llevado a la definición de un Arancel Externo Común (AEC), con un promedio arancelario del 14% y un máximo del 20%, salvo algunas excepciones transitorias (excepciones que dejarán de existir en el 2006). Por consiguiente, la situación actual del MERCOSUR es lo que se denomina una Unión Aduanera imperfecta.

---

<sup>6</sup> Bolivia, Chile y Perú tienen Acuerdos de Complementación Económica con el Mercosur y, por tanto, hacen parte del bloque ampliado denominado MERCOSUR + 3.

<sup>7</sup> El Acuerdo con Perú fue firmado por el Presidente del Brasil y el Presidente del Perú, en Lima, el 25 de agosto de 2003, ratificado a fines del mismo año por los demás integrantes del bloque.

Los gobiernos de los cuatro países, conscientes de la importancia del tratamiento del sector energético en la integración subregional, decidieron crear, desde la misma firma del Tratado de Asunción, en 1991, un equipo de técnicos del sector energético, con representantes de los cuatro países denominado Subgrupo de Trabajo N° 9 (SGT-9) –“Energía”<sup>8</sup> y que depende directamente del Grupo Mercado Común, organismo ejecutivo del MERCOSUR.

En lo que se refiere a la integración energética, si bien es verdad que la realización conjunta de las infraestructuras físicas (v.g. las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y las interconexiones eléctricas entre dos países) ya es un proceso que se inició hace más de 20 años, sólo desde la conformación del MERCOSUR se viene realizando sistemáticamente el ejercicio de reflexionar desde el punto de vista gubernamental y político<sup>9</sup> un sector energético más ampliado que la dimensión binacional, incluyendo a todos los países miembros. Se ha aprendido a analizar conjuntamente muchas de las debilidades y aplicación de políticas para transformar las matrices energéticas y se está desarrollando una metodología para llevar adelante proyectos que colaboren a incrementar la eficiencia e integración de los sistemas energéticos desde un punto de vista regional.

El SGT-9 es el foro cuatripartito de discusiones del sector energético en el cual los grupos de tareas en que se divide realizan estudios sobre: programas energéticos, tarifas y precios de la energía, marcos regulatorios de la energía y racionalización, calidad y productividad. Desde mediados de 1998 un grupo de técnicos de la Comisión Nacional de Energía de Chile se viene incorporando en algunos de los grupos de tareas del SGT-9.

Por sus funciones, el SGT-9 constituye el espacio gubernamental subregional<sup>10</sup> apropiado para establecer una relación de carácter técnico con el sector energético del MERCOSUR.

## **La Firma de los Memorandos de Entendimiento**

Probablemente, el principal logro del SGT-9 hasta este momento ha sido, además del importante intercambio de información y de la reflexión conjunta puntualizada en el ítem anterior, la firma de los Memorandos de Intercambio e Integración Eléctrica y de Intercambio e Integración Gasífera en los años 1998 y 1999, respectivamente.

---

<sup>8</sup> El nombre original, como figura en el Anexo V del Tratado de Asunción, era “Política Energética”, el cual fue cambiado a “Energía” una vez que se ratificó la permanencia del SGT-9 en la estructura del MERCOSUR en agosto de 1995.

<sup>9</sup> En efecto, existen estudios y análisis con carácter integracionista realizado por organismos internacionales tales como OLADE, CIER y ARPEL, aún antes de la creación del MERCOSUR, pero todos ellos subrayan el aspecto técnico y no se circunscriben al área subregional.

<sup>10</sup> Cuando se utiliza el término “subregional” o “regional” sin ningún otro adjetivo se está refiriendo al bloque de países del MERCOSUR.

El “Memorándum de Entendimiento relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el MERCOSUR”, el 14 de julio de 1998 y aprobado por Decisión N° 10/98 del Consejo Mercado Común, máximo organismo de decisión del MERCOSUR, en Buenos Aires (Argentina), el 23 de julio de 1998.

El Memorándum de Entendimiento Eléctrico constituye un importante paso hacia la integración de los mercados eléctricos, sin precedentes en la historia energética regional.<sup>11</sup>

El documento se basa en el compromiso de los Estados Partes *“para otorgar autorizaciones, licencias y concesiones para la construcción, operación y explotación de interconexiones que vinculen los sistemas eléctricos”, así como para definir “normas generales que garanticen el libre comercio de energía eléctrica, basadas en el principio de reciprocidad en la competencia y transparencia del mercado, de acuerdo con la legislación vigente en cada Estado Parte y los tratados vigentes entre los Estados Partes”.*

El Memorándum de Entendimiento Eléctrico consigna principios de simetrías mínimas, que establecen la libertad de contratación de energía entre los agentes de mercado de los países miembros, el tratamiento no discriminatorio a productores y consumidores y el acceso abierto a la capacidad remanente de instalaciones de transporte y distribución, entre otros.

Asimismo, en la ciudad de Montevideo, durante la XXV Reunión del SGT-9, realizada los días 19 y 20 de agosto de 1999 se firmó el “Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera entre los Países del Mercosur”, en el cual se han seguido, básicamente, los mismos principios que en el Memorándum Eléctrico: a) libre acceso a terceros de capacidades remanentes de gasoductos; b) tratamiento no discriminatorio a agentes de mercado de los países signatarios; c) prohibición de subsidios de cualquier índole que pudiere generar distorsiones de competitividad; d) apertura de los mercados compra-venta de gas de los países signatarios.

La firma de estos Memorandos coronan, por un lado, las negociaciones y discusiones desarrolladas en el foro del SGT-9 y, por otro, marcan los parámetros esenciales para el recorrido de la integración gasífera y eléctrica en el largo plazo, entre los países del MERCOSUR.

El cumplimiento de las cláusulas de los Memorandos presupone que los países signatarios se encuentren en un grado armónico de madurez del marco legal energético. Los principios de la apertura del Mercado deben estar presentes en todos los países. El tratamiento no discriminatorio desde el punto de vista de la oferta y de la demanda, así como el libre acceso a terceros, el fortalecimiento de la actividad regulatoria del Estado en las actividades de transporte y distribución y la eliminación de subsidios que distorsionen de manera falsa la competitividad productiva de los países deben ser algunos de los elementos

---

<sup>11</sup> Al respecto, puede consultarse: **Oxilia Dávalos, Victorio** – MERCOSUR, en camino de Integración de Mercados Energéticos: la firma del Memorándum de Entendimiento de Integración Eléctrica – EN OLADE, Revista Energética, Año 22, N° 3, Quito, julio-septiembre de 1998.

rectores del marco legal sectorial. Argentina, Brasil y Uruguay (en especial Argentina) ya han avanzado significativamente en ese sentido. Paraguay es el único país donde la reforma legal del sector eléctrico se está demorando más, a pesar que ya se tiene una Ley de transporte de gas natural por ductos.

### 3. ASPECTOS REGULATORIOS

#### 3.1. EL CONTEXTO DE LAS REFORMAS SECTORIALES

En lo que se refiere especialmente al sector energético, en general, y particularmente al subsector eléctrico de América Latina y el Caribe, el modelo de la estructura organizacional se encontraba a fines de la década de los 80 totalmente agotado, sin posibilidades de continuar vigente so pena de producirse un colapso del abastecimiento de energía en la región. Hasta ese entonces, el modelo de mercado abierto prácticamente no existía como opción de organización industrial. En forma ampliamente extendida predominaba en ese entonces la estructura monopólica –salvo raras excepciones<sup>12</sup>- sea a través del control central y/o el de la regulación de estructuras integradas. Algunos especialistas de la región afirmaban que en ese contexto “(...) se observaban criterios variables en cuanto al grado de autonomía jurídica, financiera y gestión efectiva que tenían las empresas integradas y una versatilidad menor de las mismas en las decisiones de inversiones y establecimiento de precios que debían ser aprobadas por las correspondientes estructuras ejecutivas del Estado”.<sup>13</sup>

En ese contexto, ya desde los 80, pero profundizada en los 90, se observa en casi toda la región una tendencia hacia la liberalización o la desregulación o la re-regulación parcial o total de la cadena eléctrica, tanto por los cambios en el sistema de coordinación dominante o por cambios en algunas de sus características, lo cual resultó en modelos organizacionales completamente diferentes a los originales.

Si bien no se ha aplicado en todos los países una receta única para la transformación, es necesario destacar que algunas reformas se orientaron más hacia la desincorporación de activos existentes (Chile, Argentina, luego Perú, Bolivia y, en una primera fase, Brasil), privilegiando la desintegración o segmentación de la industria eléctrica y el libre acceso a las redes, conformando de esta manera alguna de las modalidades de mercado abierto. En otros casos, se promovió la participación del capital privado, mediante un proceso de apertura parcial, sin una segmentación de la industria eléctrica y manteniendo un fuerte control estatal más o menos dominante según los casos (p.e. Nicaragua, Surinam, Honduras, Jamaica, Costa Rica y Rca. Dominicana). El caso de Colombia tiene particularidades, visto que, manteniendo un sistema basado en empresas públicas, produjo una segmentación real de la etapa de transmisión y una separación virtual de negocios en las grandes empresas públicas regionales, dando mayor protagonismo a los mecanismos de mercado,

<sup>12</sup> Por ejemplo, en Chile las reformas sectoriales se iniciaron a inicios de los 80.

<sup>13</sup> **OLADE** – “La Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio”- Quito, 1998 (ISBN: 9978-70-083-8), p. 50.

al mismo tiempo que abrió la posibilidad al ingreso de inversionistas privados para la expansión del sistema. Paraguay fue uno de los pocos países que no han pasado por ninguna transformación sectorial (en el campo de la electricidad) hasta este momento.

Sea cual fuere el modelo adoptado para la transformación o modernización del subsector eléctrico de América Latina y el Caribe, la situación de este subsector es muy diferente a lo que se veía en el mismo veinte años atrás. La participación del sector privado en la industria es una realidad, así como el fortalecimiento de la gestión reguladora del Estado. No obstante, surge hoy la necesidad de evaluar profundamente - y cada caso en particular – las reformas del sector, especialmente en sus aspectos sociales.

### 3.2. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Cuando el juriconsulto brasileño C. Girardi afirma que *“crisis y modernidad abren espacio a la iniciativa privada”*<sup>14</sup> puntualiza dos de los principales aspectos del proceso de transformación por el cual ha venido pasando el sector energético de prácticamente todos los países del MERCOSUR<sup>15</sup> (Argentina, Brasil y Uruguay) en los últimos años: la causa (en una gran mayoría de los países: la crisis de financiamiento del sector y la necesidad de inversiones para sustentar el crecimiento económico); y el principio conceptual del cambio, la modernidad. A continuación se describen aspectos principales del proceso de modernización del sector energético en la mayor parte de los países del MERCOSUR (Argentina, Brasil y Uruguay).

#### 3.2.1. LA REESTRUCTURACIÓN SECTORIAL EN ARGENTINA

##### 3.2.1.1. Modernización del Sector Eléctrico<sup>16</sup>

La transformación del sector eléctrico en la República Argentina, iniciada a principios de los 90, debe observarse en el marco general de un profundo cambio en el ámbito económico y político en esa época y se basó en los siguientes principios: a) la iniciativa privada pasó a tener una participación

---

<sup>14</sup> Ver en: **Girardi, Cláudio** – *“Crise e modernidade abrem espaço à iniciativa privada”* – Artículos del Seminario *“Alternativas para o Setor Elétrico”* organizado por el DEINFRA de la FIESP y CIESP, 1995.

<sup>15</sup> En el caso de Paraguay, si bien no se ha aprobado aún una nueva Ley el Poder Ejecutivo está discutiendo un Marco Regulatorio Eléctrico desde 1995.

<sup>16</sup> Véase detalles en: **Oxilia-Dávalos, Victorio; González, Enrique; de Paula, Ericson; y Miguez, Carlos** - *“Integración Energética en el MERCOSUR: Informe MERCOSUR (Módulo 1) – Herts (RU): NIFES Consulting Group, Informe preparado para la Comisión Europea – DGXVII – Programa Synergy, Diciembre de 1999, p. 35 y siguientes.*

creciente en las empresas del sector; y b) el Estado pasó a ejercer la función reguladora y orientadora para que las nuevas actividades se desarrollen en forma armónica y equilibrada, de manera general y en forma regulada para evitar prácticas monopólicas.

La Secretaría de Energía (entonces dependiente del Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos) es el organismo que rige en materia de definición de la política sectorial y, por ende, conduce las acciones tendientes a aplicar esta política, orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés de la sociedad en su conjunto. En efecto, el objetivo de la transformación ha sido lograr una sólida industria eléctrica capaz de asegurar a la sociedad energía suficiente, a precios competitivos y compatibles con la calidad del servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad.

Las principales características de la transformación llevada a cabo en los años 90 han sido las siguientes:

- Se ha tratado de introducir el mayor grado de competencia posible a los efectos de lograr a través de ella una mayor eficiencia.
- Se orientó a que las tarifas a usuarios finales de los distribuidores cumplan con las siguientes premisas:
  - Proveer ingresos para satisfacer los costos operativos y una tasa de retorno razonable.
  - Incluir como costo el precio de compra a nivel mayorista (se toma el mercado estacional).<sup>17</sup>
  - Asegurar el mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento.
  - Evitar subsidios entre distintos tipos de clientes.
- La Ley Marco Regulatorio N° 24065/92 modificatoria y ampliatoria de la Ley de la Energía Eléctrica N° 15336/60, ha establecido las reglas principales bajo las cuales funciona el Sector Eléctrico argentino:
  - Se ha separado la actividad en tres etapas: Producción. Transporte y Distribución.
  - Se creó el Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE), que tiene como funciones, entre otras: el control de la prestación de los servicios, dictar reglamentaciones técnicas, prevenir conductas monopólicas, establecer bases de cálculo de tarifas y de los contratos que otorguen concesiones.
  - Las bases en que se fundamenta el funcionamiento del sector es la

---

<sup>17</sup> Ver explicación del mercado estacional en los próximos párrafos.

conformación de: un mercado de energía eléctrica; un sistema de establecimiento de precios; y un administrador de dicho mercado.

- El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el espacio comercial donde convergen la oferta con la demanda.
- El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen los tres segmentos de actividad: producción, transporte y distribución (industria eléctrica). La recepción del servicio está representado por los grandes (clientes) usuarios que pueden comprar en forma directa al MEM y los medianos y pequeños clientes que compran de las compañías concesionarias de distribución.
- En la producción de energía, la generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los más altos. La generación hidroeléctrica y nuclear están sometidas a lo que establecen los contratos de concesión. La producción está abierta a todos aquellos que deseen efectuar inversiones de riesgo.
- El transporte es una actividad definida como "servicio público". Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y grandes usuarios. El concesionario de transporte no puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Está relevado de la obligación de expandir la red, pero puede participar en nuevas construcciones. Los recursos para la explotación y la expansión del equipamiento de transporte provienen de quienes utilizan el servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- La distribución ha sido definida como "servicio público" y debe cumplir con las obligaciones que le impone un contrato de concesión. Debe abastecer a toda la demanda en su área de concesión en condiciones de calidad y precio establecidos. El distribuidor debe asegurarse en forma permanente el abastecimiento de energía, su confiabilidad y su calidad para asegurar también estas condiciones a sus propios clientes.
- El MEM argentino dispone de señales económicas que tienden a aumentar la eficiencia:
  - El precio de la energía surge como convergencia de la oferta y la demanda y tiene un papel importante como mecanismo asignador de recursos.
  - El Mercado está ubicado en un punto geográfico (Ezeiza), que representa el "baricentro" de la demanda. Los tránsitos hacia y desde ese punto se hacen en función de los precios de nodo.
  - Los servicios adicionales que se brindan en el MEM se remuneran a quienes los prestan y se cobra a quienes los reciben (frecuencia, tensión y potencia).

- El riesgo de no abastecer a la demanda configura un precio adicional que induce a aumentar la oferta.
- La comercialización de la energía dentro del MEM se efectúa a través de tres formas diferentes:
  - **Mercado Spot:** Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustible y otro para la potencia que representa los costos fijos.
  - **Mercado Estacional:** Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de mayo y 1º de noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgieran con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.
  - **Mercado a Término:** Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.
- Para lograr una administración idónea del Mercado, que mantenga una equidistancia entre los agentes que actúan dentro de él, fue necesario crear una Empresa que tuviera esa finalidad. Esta Empresa es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) que tomó a su cargo la responsabilidad del Mercado a partir del 1º de agosto de 1992. Se ha definido que la misma funcione como entidad sin fines de lucro. Los principales objetivos de CAMMESA son:
  - Efectuar la optimización de la producción a los efectos de minimizar los costos totales del Mercado.
  - Maximizar la seguridad del sistema eléctrico y la calidad de los suministros.
  - Planificar las necesidades de potencia y energía, optimizar su aplicación y tratar de prever los precios que regirán en el mercado.
  - Realizar los cálculos de las transacciones económicas entre los Agentes Reconocidos del MEM y emitir los documentos de facturación. Efectuar las cobranzas y transferencias necesarias.

- Supervisar el funcionamiento del Mercado a Término y efectuar el despacho técnico de los contratos.
- Garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM.

El sistema de transporte está integrado por la Empresa de Transporte en Alta Tensión y por las Empresas de Transporte por Distribución Troncal. Los usuarios del sistema, deben abonar por cada línea que usan un cargo fijo por capacidad de transporte.

### **La visión actual de la regulación**

La situación macroeconómica del país y de la región, el incremento de los precios en las unidades de generación, la volatilidad hidrológica, junto a un sistema regulatorio que permitió un gran desarrollo del mercado spot, tuvieron como consecuencia una reducción del flujo de inversiones. La presencia de los intercambios con Brasil, un mercado más volátil debido a su alta componente de generación hidroeléctrica, y el consecuente agregado de volatilidad, transforma al mercado spot en un mercado no muy apropiado para garantizar inversiones de mercado. La existencia del fondo de estabilización<sup>18</sup> y la metodología de traspaso de tarifas a usuarios finales, hace que el mercado “a término” no pueda dar las respuestas requeridas en ésta situación.<sup>19</sup>

A su vez, el sistema de transmisión ha tenido una expansión que para la mayoría del sector no responde a los requerimientos de desarrollo del mercado, ni a una calidad adecuada.<sup>20</sup>

Estos hechos hicieron que se propongan modificaciones sectoriales integrales, desde el gobierno y el sector privado. La primera efectuada por el gobierno fue a fines de 1998, luego existieron propuestas en 1999 y en el 2000 (usando la misma base de 1998), la última fue una reciente, donde el gobierno aprobó el Decreto N° 804, de fecha 19 de Junio del 2001, que fue posteriormente anulada por el Congreso.

Las siguientes razones esgrimidas por el decreto para modificar la ley, son una buena descripción de la evaluación realizada por el gobierno, sobre la que se encuentra un consenso técnico en el sector:

- Las regulaciones existentes actualmente, brindan señales económicas que deben modificarse, ampliando el campo de la desregulación del sector para lograr un incremento de la eficiencia y la seguridad de suministro.

---

<sup>18</sup> Fondo que ayuda a regular las diferencias de precio entre el mercado estacional y el spot.

<sup>19</sup> OLADE, Mercados Energéticos – La Situación Energética de América Latina. Informe preparado para la Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 2003 (M545-P235/01), p. 137 y siguientes.

<sup>20</sup> Idem, Ibídem.

- Es necesario que se reduzca la intervención estatal en materia de formación de los precios del mercado mayorista.
- Es preciso un proceso paulatino de desregulación hacia la libre elección del prestador del servicio eléctrico, para lograr un mejor control de la actividad actualmente a cargo de los distribuidores.
- La regulación de las ampliaciones del sistema de transporte de energía eléctrica, no acompaña el ritmo de las inversiones que se ha verificado en el segmento de la generación y de la distribución de energía. En ese aspecto, es importante reconocer a aquellas que resulten necesarias para incrementar la confiabilidad.
- La responsabilidad de la distribución, en cuanto a la seguridad de suministro en el largo plazo, debe ser clarificada posibilitando que los distribuidores deban tener la responsabilidad de abastecer toda la demanda existente en los usuarios finales, que no tienen la posibilidad de contratar directamente en el MEM. Para ello se considera conveniente que al distribuidor le sea permitido el pase a tarifa de los precios de los contratos, siempre que cumplan con las condiciones fijadas en la reglamentación.

Los intereses sectoriales y la falta de poder político para imponer transformaciones han sido determinantes para que no se haya logrado aún un consenso sobre los instrumentos aplicados para dar soluciones a los problemas existentes.

### **3.2.1.2. Sector Gas Natural**

Antes de la reforma, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) concentraba toda la disponibilidad de gas natural de Argentina, ya sea a través de su producción directa o la realizada por medio de contratistas. Por su parte, la empresa de Gas del Estado (G del E) tenía a su cargo el transporte, tratamiento y distribución de gas natural en todo el país. Hacia fines de la década del 80, alrededor del 10% de la oferta total de gas natural se originaba en la importación desde Bolivia a través del Gasoducto del Norte.

La situación económico-financiera de la empresa G del E se vio negativamente afectada desde mediados de los años 70. La política tarifaria impuesta, los contratos desventajosos con actores privados y los precios convenidos para la importación de gas desde Bolivia<sup>(21)</sup> fueron los determinantes de ese panorama. No obstante ello, previo a la privatización, G del E mostraba una situación financiera aceptable, un buen desempeño técnico-económico, habiendo alcanzado el 50% de la población el abastecimiento de gas natural. A fin de hacer más atractiva su venta, como paso previo a la transformación de la industria, se

---

<sup>21</sup> Para un análisis detallado de estos hechos puede consultarse Kozulj, R. y Pistonesi H. (1990)

ajustaron (aumentando) las tarifas, esto generó cambios significativos tanto en sus valores absolutos como en los niveles relativos por tipo de usuario.<sup>22</sup>

Con la sanción de la ley 24.076 se reestructuró el mercado de gas y se creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

La ley 24.076 estableció la separación vertical de las actividades y las dividió horizontalmente por zonas geográficas, estableciendo un nuevo marco regulatorio para los segmentos del transporte y la distribución.

La privatización de Gas del Estado se realizó en 1992, mediante licitación pública internacional. Las empresas resultantes de este proceso obtuvieron la concesión para proveer el servicio. La estructura del mercado quedó conformada por dos empresas transportadoras (Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur), a las cuales se les asignó los gasoductos existentes y nueve distribuidoras de baja presión que atienden el mercado minorista.

La ley 24.076, estableció el marco regulatorio para la explotación de la concesión de los monopolios naturales de transporte y distribución, tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Separación de las actividades de transporte y comercialización, con objeto de evitar que el transportador distorsione la competencia en el segmento de comercialización. Los transportadores no pueden comprar ni vender gas natural, exceptuando las adquisiciones que pueden realizar para su propio consumo y del gas natural necesario para mantener en operación los sistemas de transporte, cuyo volumen es determinado por el ENARGAS.
- Los comercializadores compran y venden gas por cuenta de terceros, conectan el gran consumo con la producción y se espera que jueguen un papel clave para estimular la competencia, con menores precios en las actividades “aguas abajo”. La capacidad de intermediación está garantizada por el derecho de acceso abierto a las redes y de *by pass* físico.
- Los transportadores y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado (*open access*) de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas que no esté contratada.
- Los consumidores con requerimientos mayores a 5000 m<sup>3</sup>/día, pueden prescindir del servicio de comercialización del distribuidor y adquirir gas natural directamente de los productores o comercializadores mayoristas y podrán construir, a su costo, sus propios ramales de gasoductos (*by pass* físico) para satisfacer sus necesidades de consumo.

---

<sup>22</sup> Dubrovski, Hilda. Argentina. En: de Paula, Ericson (coord.) et al. Energía para el Desarrollo de América del Sur, Sao Paulo: Editora de la Universidade Mackenzie, 2002.

- Las tarifas de transporte y distribución están reguladas por ENARGAS y corresponden a tarifas topes (*price cap*), sometidas a revisión quinquenal. Los mecanismos de ajuste, incluyen un factor para estimular la eficiencia de asignación y otro factor para fomentar la inversión en el servicio. Por otra parte, existen ajustes semestrales de la tarifa, de acuerdo a la evolución de índices económicos de los Estados Unidos de América.
- La tarifa final a los usuarios consta de tres componentes, el precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, la tarifa de transporte y la de distribución. De esta forma, el usuario atendido por la distribuidora, absorbe el precio del gas negociado por esta última. Mientras que el usuario que negocia directamente, absorbe el precio acordado con el comercializador.

La extracción y producción de gas se rige por la ley de hidrocarburos, sus modificaciones y decretos.

Los precios en boca de pozo fueron totalmente desregulados mediante el decreto 2731 (en 1994).

Las exportaciones de gas natural deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, en la medida que no afecte el abastecimiento interno. En lo referente a los permisos de exportación de gas, en febrero del 2001, la Secretaría de Energía y Minería, dictó la Resolución No. 131, en la cual establece un procedimiento de aprobación automática de solicitudes para exportación de gas natural, en el supuesto que se verifiquen las condiciones técnicas especificadas en la misma. Además, la empresa deberá acreditar la solicitud de compra externa y la correspondiente certificación de reservas disponibles para la exportación, que cubra el volumen total a exportar durante el plazo del contrato.

Para algunos especialistas<sup>23</sup>, la estructura del mercado del gas en el período posterior a la reforma ha adoptado las siguientes características:

- **Marcada concentración en el ámbito de la oferta.** Seis operadores controlan más del 80% de las reservas, la producción y las ventas. Inclusive, en el área de las ventas, la situación presenta una concentración aún mayor: Repsol-YPF posee casi el 60%. Esta concentración se acentúa si se considera la dimensión espacial por cuenca. (Ver Cuadro siguiente).

---

<sup>23</sup> Ver, por ejemplo, H. Dubrovski, Argentina. En De Paula, Ericson (coord.) et al., Energía para el Desarrollo de América del Sur. Sao Paulo: Universidad Mackenzie, 2002.

**Cuadro 1.- Participación de los principales operadores en la oferta de Gas Natural**

Operador o Empresa	Reservas (1)	Producción (2)	Ventas (3)
REPSOL-YPF	27,3	35,5	59,1
Total Austral (4)	24,4	16,2	3,1
Perez Companc (5)	8,6	6,5	11,24
Pluspetrol (6)	2,8	9,6	3,1
Tecpetrol (7)	10,6	6,9	1,7
Pan American (8)	4,5	6,8	7,4
<b>TOTAL</b>	<b>88,2</b>	<b>81,5</b>	<b>85,6</b>

(1) Los datos de reservas corresponden al 31/12/1998.

(2) Los datos de producción corresponden a 1999.

(3) Los datos de ventas corresponden al año 1998.

(4) Ventas: Consorcio Total/Bridas(Pan American)/Deminex.

(5) Ventas: Con participación de Astra (REPSOL).

(6) Ventas: 1,4% con participación de Tecpetrol y Astra (REPSOL).

(7) Ventas: Con participación de Ampolex y Compañía General de Combustibles (CGC).

(8) Ventas: El porcentaje corresponde al agregado de Bridas (Pan American)/ Astra (REPSOL) y Bridas (Pan American)/Chauvco.

FUENTE: H. Dubrovski, Op. Cit. con base en: Pistonesi Héctor. Desempeño de las Industrias de electricidad y Gas Natural después de las Reformas. El caso de Argentina. IDEE/FB - ILPES/CAF, 2001.

- **Reintegración vertical** indirecta (a través) de grupos económicos presentes en varios consorcios adjudicatarios) de la propia industria del gas natural, avanzando hacia otras industrias energéticas y en particular el sector eléctrico.
- **Alto grado de monopolio del mercado mayorista.** Lo cual se reflejó en la evolución creciente de los precios en boca de pozo, sobre todo de la Cuenca Neuquina y del Noroeste. Aunque cabe recordar que ENARGAS controla los precios de referencia para el *pass through* a los usuarios finales por parte de las distribuidoras. También se buscó incrementar los niveles de competencia con el establecimiento de un mercado spot (Decreto No.1020/95 del Poder Ejecutivo). Sin embargo, en relación a esto último, el desarrollo del mercado spot de gas natural ha sido pequeño.
- **Dificultades para aplicar medidas de calidad.** La ley 24.076 no habla de la competencia por comparación como mecanismo regulatorio. La partición horizontal de los segmentos de transmisión y distribución, permiten al regulador la comparación en la eficiencia de las empresas, tomando en cuenta las singularidades de cada sistema. Sin embargo, el

organismo regulador, a pesar de la posibilidad en el acceso a la información de las empresas, no ha realizado hasta el momento, comparaciones que permitan establecer índices de eficiencia (*benchmarking*).

- **Variaciones y modificación estructural de la tarifa a usuario final.** La tarifa media residencial experimentó un incremento muy significativo (27% en términos reales entre marzo de 1991 y enero de 1999), mientras que las correspondientes a los grandes usuarios disminuyeron.
- **La caída de las Reservas en relación a los crecientes ritmos de Producción** destinados al mercado interno (50% de la demanda energética de Argentina corresponde al gas natural) y a la intensa actividad de exportación (Chile, Brasil, y Uruguay) podría traer aparejado ciertos riesgos en cuanto a la elevación de los precios internos del combustible para el mercado interno argentino.
- Relacionado con lo anterior: **necesidad de grandes inversiones para la exploración** de reservas que frenan la entrada de nuevos oferentes. La actual oferta de gas tiene costos hundidos en las inversiones realizadas en el pasado, en exploración y desarrollo de campos de producción, lo que dificulta desarrollar nueva capacidad de oferta para competir.
- **Barreras legales para el ingreso a la actividad de producción**, debido a la forma mediante la cual se adquiere el derecho de propiedad en esta industria. Es necesario obtener un permiso de exploración y posteriormente una concesión de explotación por parte de la Secretaría de Energía.

### 3.2.2. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN BRASIL

#### 3.2.2.1. Sector Eléctrico

En la década de los 80 el Sistema Eléctrico Brasileño pasó por una profunda crisis económico-financiera que perduró hasta mediados de los 90. El Estado, actor casi monopólico del servicio público de electricidad en ese país, había agotado su capacidad de generar recursos necesarios para la expansión de los servicios y del sistema. La situación generada en los 80 ha obligado al gobierno a revisar su papel en el sector eléctrico y a estimular la participación de capitales privados en la infraestructura del servicio público de electricidad.

En 1981, con el inicio de la escasez de energía eléctrica y ante la inminencia del racionamiento, se permitió la compra (no la venta, por parte de los privados), por parte de las concesionarias de distribución, de los excedentes de los autoprodutores. Esta fue una de las primeras medidas dirigidas a cubrir el déficit de oferta que ya se estaba presentando.

No obstante, los estudios demostraban que la crisis tenía visos de profundizarse. En efecto, las repercusiones de la crisis de la deuda externa

latinoamericana, sumadas a los efectos de la deuda interna brasileña y un creciente déficit fiscal, produjeron en la década de los 80 tasas de inflación crecientes y la aplicación de políticas económicas de contención tarifaria, como forma de combate a la inflación.<sup>24</sup> Estas medidas produjeron la descapitalización del sector eléctrico brasileño. Los niveles tarifarios llegaron a representar, en 1992, cerca del 74% del valor estimado para garantizar la operación confiable del sistema y la expansión programada del mismo.<sup>25</sup>

Habiendo tomado conciencia de la necesidad de estimular la inversión de capitales privados en el sector se creó en 1987/1988 la Comisión de Revisión del Modelo Institucional del Sector Eléctrico sin resultados concretos. En realidad, la situación estaba definida ya desde inicios de los 80: las inversiones públicas no serían suficientes para cubrir las necesidades de inversión en el corto plazo. La solución estaba clara a fines de los 80: era necesario incrementar la participación privada en el sector. El problema era cómo cambiar la filosofía y las directivas de un sistema del tamaño del brasileño con alrededor 270 TWh de demanda anual de energía eléctrica.

### **El inicio de las reformas**

El primer paso importante hacia el cambio en el modelo eléctrico brasileño fue la promulgación de la Ley 8631 del 4 de marzo de 1993, con la cual se abordaba uno de los principales problemas del sector: el tema de las tarifas históricamente deprimidas. En efecto, la mencionada Ley estableció, entre otras cosas, que tanto las concesionarias de distribución como las de oferta (“suplidoras”) definieran sus niveles tarifarios en base a los costos del servicio, incluyendo los gastos de transporte, las cuotas anuales de pro-rateo de costos de combustibles, las compensaciones financieras por uso de recursos hídricos y las cuotas anuales de un fondo sectorial denominado Reserva Global de Reversión.

Además, la mencionada ley obligó a que se firmen contratos de compra-venta de energía entre las concesionarias vendedoras y las distribuidoras. La Ley 8631 permitió el sinceramiento tarifario (saneamiento financiero) y allanó el camino para definir un modelo basado en la competitividad de la oferta. Poco después, también en 1993, se promulgó el Decreto 915 que permitió la constitución de consorcios para la generación de electricidad.

En el Decreto 915 se configuraron tres tipos de asociación:

1- El consorcio de empresarios privados para generar energía para uso propio. Es exactamente la figura del autoproducer, que ya existía en los sistemas aislados.

---

<sup>24</sup> Eletrobrás, *Grupo Coordinador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) – “Plano Decenal de Expansão 1995/2004”*- Diciembre de 1994, p. 12.

<sup>25</sup> Ídem, *Ibidem*, p. 12.

2- El consorcio mixto, con asociación entre el capital privado y un concesionario del servicio público, conjugando así dos actividades: para el servicio público y para uso propio.

3- La tercera figura contempla el consorcio público, en el cual las empresas públicas podían asociarse entre sí para generar electricidad con finalidad pública.

Con el Decreto 915/93 ya se había definido que el nuevo modelo sectorial incluiría el incentivo a la inversión privada en la generación. Dicho Decreto se complementó con el Decreto 1009 que definió el Sistema Nacional de Transmisión (SINTREL), viabilizando el libre acceso del inversionista privado en el sistema de transmisión. Sin duda este fue una medida crucial dirigida hacia la desverticalización del sector, involucrándose en este proceso a las empresas del grupo Eletrobrás.

Con todo, la Ley 8631/93 perseguía el equilibrio financiero y la eficiencia en el abastecimiento pero no había propuesto un nuevo modelo sectorial que resolviese las cuestiones estructurales. A inicios de 1995 alrededor de 23 obras de generación estaban paralizadas (con un total de 11.500 MW) y se habían otorgado 33 concesiones que no se habían iniciado.

En virtud del Plan Real, el crecimiento del consumo se elevó del 3 al 6-7% al año. De hecho, desde 1991 a 1994 la expansión de la generación se limitó a un promedio de 1080 MW/año, cuando las necesidades eran de 2.500 MW anuales; las inversiones estaban reducidas al 50% de las necesarias.

En 1995 resultaba perentoria una reforma estructural del sector eléctrico.

Fue entonces cuando se tomaron las medidas decisivas y urgentes dirigidas a reformar la organización sectorial. Se promulgaron la Ley N° 8987 del 14/02/95 ("Régimen de Concesiones y Permisos para la prestación de Servicios Públicos") y la Ley complementaria N° 9074 del 19/05/95 ("Normas para el otorgamiento de Concesiones y Permisos de Servicios Públicos"): Con estos instrumentos legales fueron establecidos los elementos básicos para un nuevo modelo y se consolidó la apertura a la participación de los capitales privados.

El cuerpo legal conformado introdujo conceptos fundamentales y estableció reglas de acción necesarias para llevar adelante la reforma, en especial: (i) la generación, transmisión y distribución para el servicio público de electricidad se concesionan mediante licitación, en la modalidad de concurrencia; (ii) la creación de la figura del Productor Independiente de Energía, como empresa o consorcio de empresas que reciben la concesión o la autorización para producir electricidad destinada al comercio de toda o parte de la energía producida por cuenta y riesgo del productor; (iii) el libre acceso a los sistemas de transmisión e distribución; (iv) la libertad para los grandes consumidores (con 3.000 kW o más de demanda) de elegir sus suministradores de energía; y (v) el establecimiento de medidas legales de prohibición de subsidios tarifarios.

Además, en 1995, el Decreto N° 1717 del 24/11 estableció las condiciones y posibilitó la prorrogación y reagrupamiento de las concesiones de servicios

públicos, así como aprobó los Planes de Conclusión de las obras paralizadas en 22 emprendimientos de generación eléctrica equivalentes a 10.100 MW de potencia.

En 1996, por medio del Decreto N° 2003 del 10/09 se estableció el "Reglamento las condiciones para la actuación de los Productores Independientes y de los Autoprodutores". Durante ese mismo año fue instituida la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, por Ley N° 9427 del 26/12, con la finalidad de regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

En 1997 se establecieron nuevas disposiciones legales, siendo de destaque las siguientes: (i) a Ley N° 9433, del 08/01, que instituyó la Política Nacional de Recursos Hídricos y creó el Sistema Nacional de Gerenciamiento de Recursos Hídricos; (ii) el Decreto N° 2335, del 07/10, que puso en marcha la ANEEL y aprobó su Régimen de funcionamiento; (iii) la Resolución del DNAEE 466, del 12/11, que consolidó las Condiciones Generales de Suministro de Energía Eléctrica, armonizadas con el Código de Defensa del Consumidor (Ley N° 8078, del 11/09/90); (iv) la Resolución del Ministerio de Minas y Energía N° 349, del 28/11, que aprobó el Reglamento Interno de la ANEEL, estableció el Control de Gestión y extinguió el DNAEE; y (v) el Decreto N° 2410 del 28/11, que estableció el cálculo y recolección de la tasa anual de fiscalización de servicios públicos por todos los concesionarios, permisionarios y autorizados de los servicios de Energía Eléctrica.

Otras importantes decisiones se tomaron en 1998, con la publicación de la Medida Provisoria<sup>26</sup> N° 1531, del 05/03, que autoriza al Poder Ejecutivo a promover la reestructuración de la ELETROBRÁS y de sus subsidiarias. Esta Medida Provisoria se transformó posteriormente en la Ley N° 9648 del 27/05. En esta Ley se modificó la redacción de algunos artículos de las Leyes 9074 de 1995 y 9427 de 1996, además de abordar otros aspectos relativos al sector eléctrico.

EN RESUMEN, se pueden destacar las acciones simultáneas y coordinadas que fueron tomadas en cuatro frentes de trabajo durante la primera fase de las reformas (hasta fines de 2002) y que fueron el resultado de las medidas comentadas arriba.<sup>27</sup>

**Primero**, se ha creado un organismo regulador independiente y autónomo (la ANEEL) y se han elaborado reglamentos iniciales, esenciales para la privatización de la distribución y para la viabilización de proyectos y contratos dirigidos a expandir la generación.

**En segundo lugar**, se tomaron providencias para garantizar la expansión del sistema y de la oferta, lo cual ha implicado, entre otros resultados, la retomada

---

<sup>26</sup> Instrumento legal que dicta el Poder Ejecutivo de Brasil en carácter de urgencia. Tiene la jerarquía de Ley, pero debe ser refrendada posteriormente por el Congreso del Brasil.

<sup>27</sup> Greiner, Peter – “Reestruturação e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro: Encaminhamento e Resultados” – MME – Secretaría de Energía – Brasília, abril de 1998 (separata).

de obras paralizadas, la cancelación de concesiones de proyectos no iniciados, la licitación de hidroeléctricas, la autorización de termoeléctricas e interconexiones con países vecinos. Tales actividades merecieron alta prioridad para evitar un racionamiento, así como para garantizar el equilibrio de la oferta y de la demanda, con el objetivo de evitar que la liberalización del mercado se diera bajo presión de la demanda. En caso contrario, se hubiera tenido un impacto sobre los precios. Según Greiner, se realizaron las acciones teniendo en cuenta la protección al consumidor frente a choques tarifarios.

**En tercer lugar**, se llevó adelante el programa de privatización de la distribución, la cual fue iniciada de manera inmediata, en base a las siguientes razones:

Aunque no se tuviera aún totalmente definido el Modelo de Mercado, en la distribución se podían establecer reglas claras para definir el alcance normativo del servicio público en el mismo contrato de concesión.

Era de esperarse que el Gobierno Federal, en su condición de principal generador a través del grupo ELETROBRÁS, se desprendiese más fácilmente de sus dos únicas distribuidoras importantes bajo su control: ESCELSA y LIGTH. Esta opción fue rápidamente seguida por prácticamente 80% de los gobiernos estatales que decidieron privatizar sus concesionarias eléctricas.

El imperativo macroeconómico de ajuste y reforma del Estado exigía medidas rápidas. Con la venta de los activos de las distribuidoras se podía reducir la deuda pública.

Se había hecho imprescindible un impulso decisivo a las mudanzas .

Por último, pero de gran importancia, es el hecho de que la privatización de la distribución elimina la posibilidad de exigencia de los potenciales inversores, interesados en los proyectos de expansión y en la privatización de la generación, de garantías del Gobierno Federal por el pago de los contratos de abastecimiento, frente al riesgo de las moras de pago de las concesionarias.

**Un cuarto y último aspecto**, se refiere al proceso de profundización de un Modelo de Mercado. Dicho modelo fue desarrollado por medio de una interacción de un grupo de consultores, liderados por Coopers & Lybrand, con los equipos técnicos del sector eléctrico brasileño, que resultó en una propuesta con buena aceptación en el sector y entre los inversores.

## **La segunda fase de las reformas**

Desde los inicios del periodo de privatización era previsible una dificultad de expandir la oferta. El regulador fijó contratos por cinco años, con reducciones posteriores del 25% por año a partir del 2002; introduciendo lentamente los precios del mercado de competencia, con concesiones de operación y construcción de nuevas usinas otorgadas, pero no iniciadas. Es decir, casi toda la demanda hasta el año 2002, tiene precios que dependen principalmente de contratos cuyos precios son los fijados en los contratos iniciales. Por lo tanto,

hasta ese año la influencia del mayor costo marginal de la nueva generación en el mercado casi no tuvo influencia en el costo de la energía a los usuarios.

La ley 9074/95, creó las condiciones para el comienzo de un mercado de competencia. Sin embargo, se introdujeron los factores de riesgos que se detallan a continuación y que de alguna manera, colaboraron para alcanzar la situación por la cual atravesó el sistema brasileño a inicios de los 2000:

- a) Larga transición del modelo estatal al privado.
- b) Riesgos regulatorios y sistémicos. Sin duda, las características de un sistema con más del 90% de oferta hidráulica y condiciones plurianuales de comportamiento hídrico, que puede implicar pasar por siete años ricos, conllevan riesgos operativos mayores. Los generadores térmicos, en el caso de firmar contratos, estarán sujetos a riesgos de no ser despachados en periodos prolongados; como también podrán, ante fallas prolongadas de su equipamiento, estar obligados a comprar en un mercado spot de precios elevados, dependiente del costo de falla fijado. En el caso de los hidráulicos, a pesar que la regulación intentó minimizar los riesgos con elementos especiales, como el mecanismo de relocalizar la energía, quedaron en cabeza de los inversores dos riesgos importantes: la obtención de la licencia ambiental cada día más compleja y el uso del agua, no eléctrico, al crearse tardíamente la Agencia Nacional de Agua.
- c) Falta de una adecuada sincronización del modelo de privatización del gas con el de energía eléctrica. Se observa el poder de mercado en el transporte del fluido; diferentes reglas de ajuste en los precios de gas y electricidad, en definitiva, un mercado del gas desajustado. La distribución de gas está en manos de monopolios estaduales, a los cuales los generadores térmicos no pueden dejar de comprar, lo que introduce un nuevo agente en el negocio, con el cual se acuerdan las condiciones de suministro. Los problemas remanentes que se observan son: la imposibilidad de ajuste simultáneo del precio de la energía eléctrica y del gas; los contratos de gas, que por su extensión, no mantienen la flexibilidad necesaria para un mercado eléctrico que se proyecta competitivo, a precios todavía no descubiertos; la consecuente falta de garantía de venta de energía eléctrica generada.

Parecería que las dificultades en la etapa transitoria de desarrollo del mercado en Brasil, se debe a una serie de factores que podrían ser:

- El excesivo tiempo tomado para realizar la transformación, lo que indica que no existía suficiente poder o convencimiento para la aplicación del nuevo modelo.
- Un país con riesgo cambiario alto, donde no se definió con precisión la forma de mitigar ese riesgo a los inversores.
- Elevado número de organismos que intervienen en los procesos de acceso de un nuevo agente, con tiempos excesivos de gestión.

- El mecanismo de planificación indicativa, que sin embargo tiene importancia para facilitar muchos de los requerimientos administrativos y financieros de un nuevo proyecto, demostró tener más peso que el que su nombre presupone y, si a lo anterior se suma que el transporte, sobretudo entre regiones, tiene un planeamiento “mandatorio”, se comprende el riesgo asociado de un inversor que depende del accionar de otras organizaciones, o quedar expuesto a las importantes diferencias de precios que existen hoy día entre sistemas en el largo plazo.

En resumen, un sistema eléctrico como se mencionó, tenía dificultades para diseñar una estructura regulatoria eficiente, que permitiera un desarrollo sostenido.

### **El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico brasileño**

El nuevo modelo del sector eléctrico, adoptado por Medida Provisoria (MP) de diciembre de 2003, aumenta el poder del Ministerio de Minas y Energía del Brasil como rector político del sector y limita las atribuciones de las agencias reguladoras.

Las medidas previstas por la MP de 2003 se aplicarán para todos los contratos hechos o aprobados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) a partir del 30 de abril de 2004, pero los contratos en vigor no podrán ser prorrogados y la renovación será de acuerdo con las nuevas reglas. El plazo para que las empresas se encuadren es de 12 meses a partir de la publicación de la MP. A mediados del año 2004 el Ejecutivo deberá publicar la Normativa Consolidada de los Servicios y Actividades de Energía Eléctrica.

El nuevo modelo crea la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), que será responsable por la comercialización de la energía vendida de las generadoras a las distribuidoras, por medio de licitaciones por el menor precio. La CCEE entrará en operación en 90 días después de la publicación de la MP y será una empresa sin fines de lucro, integrada por los agentes del sector eléctrico (distribuidoras, transmisoras y generadoras) y fiscalizada por la Aneel. La agencia reguladora también podrá crear contribuciones o tasas para costear las operaciones de la cámara.

Las grandes distribuidoras están ahora obligadas a contratar el 100% de la energía para su mercado cautivo por medio de la CCEE. Las llamadas fuentes alternativas de generación, como energía eólica y biomasa, sin embargo, podrán ser comercializadas fuera de las licitaciones de la CCEE, ya que tienen costos más elevados. Asimismo, la MP prohíbe a las distribuidoras contratar energía de generadoras del propio grupo económico.

Para garantizar la seguridad en el abastecimiento y prevenir crisis energéticas, la Comercializadora Brasileña de Energía Emergencial, CBEE, que hoy administra los fondos del “seguro-apagón” podrá contratar por medio de licitaciones la reserva de capacidad de generación. El costo de la contratación

de esa reserva de capacidad será computado en el cálculo de las tarifas de los sistemas de transmisión y de distribución de energía y será repasada al consumidor.

Las concesiones de nuevas hidroeléctricas también serán hechas por la menor propuesta de tarifa a ser practicada y quedarán a cargo de la Aneel, pero siguiendo directivas del Ministerio de Minas y Energía.

El mercado libre será permitido en el nuevo modelo, pero sólo entre grandes consumidores de energía, que no están obligados a comprar energía de las distribuidoras, y a las pequeñas concesionarias de mercados abajo de 300 Megavatios-hora (MWh) por año o de los llamados sistemas aislados, en la región amazónica.

En el nuevo modelo existe una preocupación por la ruptura en la cadena de pagos del sistema. En efecto, las empresas en atraso en el traspaso al gobierno de contribuciones sectoriales determinadas por ley u otros pagos no podrán realizar reajustes en las tarifas de energía. El mismo tratamiento recibirán las empresas que se atrasen en el retiro de la energía comprada de la CCEE o de Itaipú Binacional, que continuará vendiendo energía directamente a las distribuidoras.

### **Nuevos agentes institucionales**

La MP de 2003 ha creado dos nuevos agentes institucionales y establece la constitución de un nuevo comité en el ámbito del MME. Los agentes institucionales del sector, existentes y nuevos, pasan a operar con las funciones explicadas en los párrafos siguientes.

#### **Consejo Nacional de Política Energética – CNPE, cuyas funciones pasan a ser:**

- Proposición de política energética nacional al Presidente de la República, en articulación con las demás políticas públicas.
- Proposición de la licitación individual de proyectos especiales del Sector Eléctrico, recomendados por el MME.
- Proposición del criterio de garantía estructural de suministro.

#### **Ministerio de Minas y Energía – MME, cuyas atribuciones pasan a ser:**

- Formulación e implementación de políticas para el Sector Energético, de acuerdo con las directrices del CNPE.
- Ejercicio de la función de planificación sectorial.

- Ejercicio del Poder Concedente.
- Seguimiento de la seguridad de suministro del Sector Eléctrico.
- Definición de acciones preventivas para restauración de la seguridad de suministro en el caso de desequilibrios coyunturales entre oferta y demanda, tales como gestión de la demanda o contratación de reserva coyuntural de energía del sistema enlazado.

**Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, cuyas funciones pasan a ser:**

- Mediación, regulación y fiscalización del funcionamiento del Sistema Eléctrico.
- Realización de subastas de concesión de obras de generación y transmisión por delegación del MME.
- Licitación para adquisición de energía para los distribuidores.

**Empresa de Investigación Energética – EPE**

- La MP propone crear una institución técnica especializada – la EPE – con el objetivo de, principalmente, desarrollar los estudios necesarios para que el MME pueda ejercer plenamente su función de ejecutor de la planificación energética, con las siguientes responsabilidades:
- Responsabilidad por los estudios para definición de la Matriz Energética con indicación de las estrategias y de las metas a ser alcanzadas, dentro de una perspectiva a largo plazo.
- Responsabilidad por los estudios de planificación integrada de los recursos energéticos.
- Responsabilidad por los estudios de la planificación de la expansión del Sector Eléctrico (generación y transmisión).
- Promoción de estudios de potencial energético, incluyendo inventario de cuencas hidrográficas.
- Promoción de estudios de viabilidad técnico-económica y socioambiental de usinas y obtención de la Licencia Previa para aprovechamientos hidroeléctricos.

### **Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE**

La MP también propone crear una institución especializada – la CCEE - con los siguientes objetivos:

- Administrar la contratación de compra y venta de energía de los concesionarios del servicio público de distribución.
- Realizar subastas para compra de energía para los distribuidores, previamente autorizados por la Aneel.
- Ejercer las actuales funciones del MAE de contabilidad y liquidación en los dos ambientes de contratación, el ACR y el ACL.<sup>28</sup>

La CCEE sucederá al MAE, absorbiendo sus funciones actuales e incorporando todas las estructuras organizacionales y operacionales de este.

### **Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico – CMSE**

Se propone instituir, en el ámbito del MME, el CMSE, de carácter permanente, con la función de analizar la continuidad y la calidad de suministro en un horizonte de cinco años y proponer medidas preventivas de mínimo coste para restaurar las condiciones adecuadas de atención, incluyendo acciones en el lado de la demanda, de la contratación de reserva coyuntural y otras.

### **Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS**

La MP propone modificar la Ley nº 9.648/98, de manera a permitir la reglamentación del ONS por el Poder Concedente, en los siguientes términos:

En el modelo anterior el ONS proponía a la ANEEL las ampliaciones de las instalaciones de la red básica, así como de los refuerzos de los sistemas existentes, a ser licitados o autorizados. La MP establece que el ONS realice ese procedimiento primeramente con el MME. Esta propuesta será entonces enviada a la EPE a fin de ser considerada en los estudios para la planificación de la expansión del Sistema. Después del proceso de contestación pública, la EPE enviará los estudios al MME, en función al establecimiento de los planes de expansión y a la conducción administrativa a la ANEEL para licitación. Además de eso, todas las reglas para operación de la red básica deberán ser sometidas a la aprobación de la ANEEL.

---

<sup>28</sup> ACR: ambiente de contratación regulada (precios de suministro resultantes de subastas). ACL: ambiente de contratación libre (precios de suministro libremente negociados).

### 3.2.2.2. Reestructuración del Sector Gas Natural en Brasil

Después de varias décadas de ejercicio en un monopolio estatal por medio de la empresa pública Petrobras, el sector de petróleo y gas natural brasileño, se encuentra en un proceso de reforma institucional desde 1990.

La enmienda Constitucional No.9/95, establece la flexibilización del monopolio del petróleo ejercido por la empresa pública.

Con la enmienda a la Constitución, el monopolio de la Unión no terminó en lo que se refiere a las actividades siguientes:

- Investigación.
- Refinación del petróleo nacional e importado.
- Importación y exportación del petróleo y gas natural.
- Transporte de petróleo y sus derivados.

Una primera etapa de la reforma del sector hidrocarburos (Petróleo y Gas Natural), concluyó en 1997, después de la publicación de la Ley reglamentaria No.9.478/97, que permitió la participación de la empresa privada en el sector y estableció la constitución de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP).

La finalidad de la ANP es la de promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integrantes de las industrias del petróleo y el gas natural, en los sectores del *down, mid y upstream*.

La industria del gas natural, está pasando por profundas transformaciones. Después de definido el nuevo modelo del sector eléctrico, seguramente pasará a ser el foco de atención de las políticas públicas, como principal alternativa de diversificación de la matriz energética y del lado empresarial, como sector con enorme potencial de crecimiento y nuevas oportunidades de negocios.

La Ley No.9.478/97, en su artículo 21, define que todos los derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en territorio nacional, pertenecen a la Unión y delega a la ANP su administración. La misma ley establece que las actividades de exploración, desarrollo y producción, serán ejercidas mediante contratos de concesión.

Existe la posibilidad de transferir los contratos de concesión, previa autorización de la ANP. Sin embargo, debe recordarse que la MP de diciembre de 2003 reestableció el poder concedente al MME, en el sector eléctrico.

La reglamentación específica para cada etapa de la cadena de la actividad del gas natural, fue perfeccionándose, a lo largo de los años 1998-2001, mediante la publicación de una serie de reglamentos que deberán ser cumplidos por los concesionarios.

## **Las estructuras institucionales (desde 1997)**

### **Agencia Nacional del Petróleo (ANP)**

La ANP es una entidad autárquica, integrante de la administración pública federal y vinculada al Ministerio de Energía y Minas.

Tiene las siguientes atribuciones:

- Conceder áreas para la exploración y explotación de petróleo y gas natural *Onshore y offshore*.
- Proceder con los procesos de nominación de áreas.
- Regular el *downstream* en lo referente a:

La importación y exportación de gas natural y petróleo.

La importación de GLP, *Fuel Oil* y *Jet Fuel*.

El sector de refinación.

El acceso de terceras partes a los gasoductos.

Mejorar el proceso de distribución, comercialización e inspección de productos derivados.

Reglamentar la actividad del Gas Natural, en lo que se refiere a:

Establecer las especificaciones del gas natural y del gas metano vehicular.

Autorización de la importación de gas natural.

La utilización por terceras partes de gasoductos existentes o que serán construidos, por medio de pago (permisibles) a los titulares de los gasoductos.

Las normas y autorizaciones de la ANP para la construcción, ampliación y operación de infraestructura de procesamiento, transferencia o transporte de gas natural, incluido el GNL (gas natural líquido).

El precio de venta máximo de gas natural para las compañías de distribución.

La referencia de la tarifa de transporte para el gas natural.

La actividad de distribución de GNL en lo que se refiere a la construcción, ampliación y operación de plantas de GNL.

La actividad de distribución de gas natural comprimido.

Desde 1999, en forma paralela a la elaboración de diversos reglamentos, la ANP ha organizado su estructura interna. Para el sector gas natural, creó la Superintendencia de Comercialización y Movimiento de Gas Natural (SCG), con el fin de monitorear al sector gasífero, en actividades relativas a la

aplicación de los reglamentos existentes y al seguimiento de nuevos proyectos de desarrollo en la industria.

### **Fortalezas y debilidades de la regulación**

Si bien se ha avanzado en la separación de las actividades del transporte y la producción de gas, con los métodos establecidos para los cálculos de los precios máximos de gas y las tarifas máximas de transporte, todavía la regulación actual no representa la separación definitiva que esperan los empresarios privados.

La permanencia de una parte significativa del sector como monopolio del Estado (98%), dificulta la capacidad del regulador y desincentiva la concurrencia de actores independientes a las actividades que componen la cadena gasífera. Dista mucho para conseguir en Brasil la generación de mecanismos de competencia, por la posición dominante que tiene la empresa del Estado y por la lentitud del crecimiento del mercado.

La creación de un sistema de información completo, sería un paso importante, para una mejor visualización de la estructura de costos relativos a diversas actividades del gas natural.

La estructura contractual existente crea dificultades para separar realmente la comercialización y el transporte. Los contratos de abastecimiento de gas de producción nacional no prevén separación alguna del transporte, consideran la entrega del gas a las distribuidoras como un paquete cerrado y no discriminan el origen y destino de los volúmenes transportados.

### **3.2.3. LA REESTRUCTURACIÓN SECTORIAL EN URUGUAY<sup>29</sup>**

#### **3.2.3.1. Sector Eléctrico**

Tras un prolongado tratamiento del proyecto presentado por el Poder Ejecutivo (julio de 1995) fue aprobada la Ley 16.832 del Marco Regulatorio Eléctrico en septiembre de 1997.

El nuevo marco regulatorio tiene como objetivo general dar lugar en el sistema eléctrico uruguayo a un mercado competitivo en la etapa de generación de energía eléctrica, manteniendo sin cambios las condiciones de monopolio natural en las etapas de transmisión y distribución.

El marco normativo uruguayo es compatible con los que rigen actualmente en la región (Argentina y Brasil) y habilita al sistema uruguayo a un comercio

---

<sup>29</sup> Véanse detalles en: **Oxilia-Dávalos, Victorio; González, Enrique; de Paula, Ericson; y Miguez, Carlos** - "Integración Energética en el MERCOSUR: Informe MERCOSUR (Módulo 1) – Herts (RU): NIFES Consulting Group, Informe preparado para la Comisión Europea – DGXVII – Programa Synergy, Diciembre de 1999, p. 48 y siguientes.

externo flexible, en base al concepto de libertad de contratación entre generadores y distribuidores o grandes usuarios de distintos países.

Las principales modificaciones que incorpora la ley 16.832 se relacionan con cinco aspectos básicos:

- El carácter de servicio público y la apertura del negocio de generación de energía eléctrica.
- La creación de un mercado mayorista de energía eléctrica.
- La flexibilización del comercio con la región.
- La habilitación a Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para llevar a cabo asociaciones con empresas públicas o privadas dentro del país.
- La separación de los papeles regulador y empresarial del Estado.

### **Servicio Público y generación de energía eléctrica**

La Ley 16.832 declara extinto el carácter de servicio público de la etapa de generación, carácter aquel que regía desde el año 1977, cuando fue promulgada la Ley Nacional de Electricidad.

A partir de ello, el negocio de generación de energía eléctrica pasa a ser libre, pudiendo ingresar al mismo cualquier operador (a través de nuevas instalaciones), previa aprobación del Poder Ejecutivo (basada en normativas de seguridad y ambientales).

A su vez, cualquier generador instalado en el país puede operar en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), toda vez que respete las reglas de intercambio definidas por la autoridad regulatoria.

### **El mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE)**

El nuevo marco determina la creación de un mercado en el que participan generadores, distribuidores y grandes consumidores. Para el efecto se concretaron dos reformas esenciales:

- La habilitación de la libre contratación de generadores por parte de distribuidores y grandes consumidores.
- El establecimiento del libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución, en la medida que éstas dispongan de capacidad, y previo pago de un peaje.

La administración del mercado mayorista es ejercida por una persona pública no estatal creada por la ley: la Administración del Mercado Eléctrico (ADME),

cuya dirección esta a cargo de todos los agentes del mercado (Poder Ejecutivo, UTE, Delegación Uruguaya en Salto Grande, generadores privados). Su actividad se financia a través de una tasa que se aplica a todas las transacciones que se ejecutan a través del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

La ADME opera el Despacho Nacional de Cargas,<sup>30</sup> función que deja de ser ejecutada por UTE, de acuerdo a normas establecidas por el Poder Ejecutivo.

La legislación establece que el mercado mayorista de energía eléctrica incluye:

- a) Un mercado spot.
- b) Un mercado de contratos a término.
- c) Un sistema de estabilización de los precios previstos en el mercado spot, destinado a la compra de energía por parte de los distribuidores.

El precio spot con que se valorizan estas transferencias, corresponde al costo marginal en corto plazo junto al respectivo nodo, afectado por las correcciones que podrá establecer el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Dicho Reglamento establece pagos por potencia que complementen la remuneración de los generadores.

Los contratos en el mercado a término se celebran entre las partes acordando éstas las cantidades, precios y demás condiciones asociadas al suministro. El Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica puede establecer requisitos mínimos de contratación para distribuidores.

La legislación prevé que los distribuidores adquirirán la energía no incluida en contratos, mediante un sistema de precios estabilizados. A los efectos de posibilitar el funcionamiento del sistema de estabilización, se constituye un fondo de estabilización que será administrado por la ADME.

La normativa prevé que en la constitución del Mercado Mayorista están sujetos a regulación:

- a) Las remuneraciones de energía y potencia que resulten de la operación a mínimo costo.
- b) Los precios de compra de la energía no contratada por parte del distribuidor en el sistema estabilizado.
- c) La remuneración máxima por el uso de las redes de transmisión, distribución y subestaciones reductoras.
- d) Los precios de los servicios adicionales que se definan en los reglamentos.

---

<sup>30</sup> Unidad encargada del despacho técnico de los generadores conectados al SIN.

La legislación prevé que las solicitudes de autorización de operaciones de importación y exportación de energía eléctrica, serán presentadas al Ministerio de Industria, Energía y Minería por los interesados.

### **El comercio de energía eléctrica con la región**

La Ley habilita a que, a condición de reciprocidad, el Poder Ejecutivo establezca la reglamentación aplicable a contratos internacionales entre agentes de los mercados involucrados, incluyendo el derecho a la utilización de las instalaciones de transmisión y distribución.

### **Asociación de UTE dentro del país**

La ley 16.832 permite a UTE asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, para generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica dentro del país. Esta posibilidad estaba antes restringida a actividades en el exterior del país.

### **El papel regulador del Estado**

Más allá del espíritu general de la ley, que asigna a UTE objetivos netamente empresariales y distingue la figura del Poder Ejecutivo como autoridad regulatoria, la ley crea la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), que depende directamente del Poder Ejecutivo.

La UREE constituye el “centro” de la actividad regulatoria del Estado, función que cumple como “tercera parte”, frente a los agentes públicos y privados del mercado. Sus funciones son:

- Controlar el cumplimiento de la ley y su reglamentación.
- Dictar los reglamentos en materia de seguridad y calidad del servicio eléctrico.
- Dictar las normas de explotación comercial de los servicios.
- Asesorar al Poder Ejecutivo (la autoridad regulatoria) en materia de otorgamiento de concesiones y autorizaciones, seguimiento de contratos y fijación de tarifas.

### **Comentarios sobre las reformas**

Lo que se ha mencionado en los párrafos anteriores no lleva en cuenta en realidad que Uruguay no posee en el presente un sector eléctrico con

estructura de mercado, por lo que es una tarea pendiente constituir y poner en marcha las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la legislación.

En la actualidad, el servicio eléctrico se atiende a través de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), organizada como una empresa estatal con responsabilidad monopolista en todas los segmentos del negocio eléctrico, inclusive el Despacho Nacional de Cargas (DNC).

Existe también la empresa binacional Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), destinada a la explotación de la Central Hidroeléctrica del mismo.

No obstante, esas regulaciones y aunque la Ley Marco establece y tipifica la figura de Gran Consumidor, la posición dominante de UTE no ha alentado hasta el presente, que ningún consumidor potencialmente libre solicite y obtenga dicho carácter. De todos modos, a la fecha y con un proceso que está terminando a fin del presente año, la UREE está desarrollando la regulación del MMEE.

En el presente, no existe participación privada en el sector eléctrico uruguayo.

Se aprecia que la política energética seguida por UTE a la fecha ha confiado más en la optimización de las centrales existentes y a la importación desde el mercado excedente de Argentina, que en la instalación de nueva generación térmica en el Uruguay. Se estima que esa política continuará, por lo menos hasta que se concrete el gasoducto ya autorizado y contratado desde Punta Lara (Argentina) hasta Montevideo.

El Poder Ejecutivo, previo informe de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, resolverá fundadamente acerca de la solicitud de autorización y de sus planos de servidumbres, en un plazo máximo de ciento veinte días, a contar desde la fecha en que se efectuó la solicitud y decidiendo a favor de la solicitud que presente condiciones más ventajosas.

El Tratado de Salto Grande, suscrito en 1946, establece los principios para la construcción y explotación del aprovechamiento hidroeléctrico binacional del Río Uruguay, a la altura de Salto y el sistema de transmisión construido al efecto, sistema que constituye, en el presente, el vínculo eléctrico internacional más fuerte del Uruguay.

En cuanto a las transacciones de energía entre países, el Convenio considera que cada Parte:

- Pondrá a disposición de la otra, la capacidad disponible en su sistema eléctrico, a efectos de contratar intercambios de potencia y energía u otras prestaciones, con la sola limitación de la continuidad, la seguridad y la calidad de servicio del sistema que la envía.
- Decidirá como único juez, en cuanto a las condiciones bajo las cuales es económico el intercambio.

### **3.2.3.2. Reestructuración del Sector Gas Natural en Uruguay**

La reestructuración del sector comenzó a fines de 1997, con la emisión de los Decretos Ley Nos. 324/97 y 428/97, que reglamentan la importación, el transporte y la distribución de gas natural por gasoducto o líneas fijas.

#### **Las estructuras institucionales y sus funciones:**

**Ministerio de Industria, Minería y Energía (MIEM)**, a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE). Tiene como funciones las actividades de planificación energética en el largo plazo, desarrollo de las políticas energéticas y supervisión de las empresas públicas que operan en los subsectores electricidad e hidrocarburos y de la empresa que distribuye gas por la red de distribución en Montevideo.

Entre las funciones del MIEM están:

- Introducir competencia y regular un mercado imperfecto.
- Proteger a los consumidores.
- Interpretar y ejecutar las normas del marco regulatorio.
- Resolver en forma primaria las disputas que se planteen entre los diferentes actores del mercado del gas natural.
- Intervenir de oficio o a requerimiento en asuntos relacionados con las concesiones y permisos otorgados.
- Dictar normas de carácter reglamentario, destacándose especialmente los reglamentos de servicio, las pautas para el despacho de gas y las normas sobre contabilidad de transportistas y distribuidores.
- Inspeccionar y revisar las instalaciones de transporte y distribución.
- Determinar las especificaciones de los productos que se comercialicen.
- Aplicar sanciones de acuerdo a lo que se establezca en las concesiones y permisos correspondientes.

**La Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP)**, cuyo cometido es asesorar al Poder Ejecutivo respecto al presupuesto del Estado, y en particular a las empresas públicas (tarifas, precios, presupuesto operativo e inversiones) que operan en el sector de electricidad e hidrocarburos.

En la actual estructura de regulación, todas las empresas públicas del sector electricidad y derivados del petróleo, deben someter cualquier propuesta de cambio en sus presupuestos operativos y/o tarifas y políticas de precios ante el

Gobierno. Este último, asistido por la OPP, revisa y aprueba los cambios en forma de Decreto firmado por el Presidente de la República y el MIEM.

## **Transporte**

La Ley establece que la actividad del transporte se realiza en virtud de una concesión o derecho público, o un permiso cuya duración no excederá los treinta años.

Los transportistas prestan el servicio en dos modalidades: servicio firme y no interrumpido, ambos instrumentados con los cargadores mediante contratos, y a precios que son fijados en forma directa o indirecta en la concesión o el premiso correspondiente.

El Decreto No. 78/99 aprobó las condiciones generales y especiales aplicables a los tipos de servicios firmes y no interrumpidos, sin perjuicio del derecho de las partes a pactar términos diferentes, los cuales serán sometidos a la aprobación de la Autoridad Nacional Reguladora ejercida por el MIEM.

El servicio de transporte tanto firme como no interrumpido, mantiene el principio de acceso abierto.

En el artículo 17 del decreto No. 324/97, prohíbe a los concesionarios de servicios de transporte de gas vender ese producto, excepto a los efectos de cumplir con las operaciones de transporte, pudiendo únicamente participar en sociedades que compren y venden gas natural, previa conformidad de la Autoridad Nacional Reguladora.

Son obligaciones de los distribuidores:

- Operar y mantener las instalaciones y equipos de distribución, de forma que no constituyan peligro para la seguridad pública, estando prohibido expresamente, abandonar las mismas en forma total o parcial salvo con el consentimiento de la Autoridad Nacional Reguladora.
- Explotar el sistema de distribución garantizando el libre acceso.
- Satisfacer la demanda razonable de servicios de abastecimiento de gas que le sea solicitado.
- Prestar el servicio a los consumidores en forma regular y continua.

El servicio de distribución es prestado bajo la modalidad de firme y de no interrupción. Las concesiones para este servicio se les hace por un plazo no mayor a treinta años.

Existe libertad de importación de gas natural, cumpliendo ciertos requisitos de tipo administrativo y legal.

## ANEXO 5. ESCENARIOS ENERGÉTICOS DEL MERCOSUR DISEÑADOS POR OLADE

1. Los escenarios energéticos se basan en la metodología OLADE/PROSPECTIVA ENERGÉTICA.

2. Partiendo del escenario de demanda energética, se construye el escenario de oferta para los sectores eléctrico, hidrocarburos, carbón y energías renovables.

3. La previsión de la demanda energética se basa principalmente en el análisis de las series históricas de consumo disponibles en el SIEE.

4. Los escenarios presentan restricciones metodológicas por el hecho de no disponer de datos suficientemente desagregados, lo que impide un análisis formal del uso final de energía. No obstante, la metodología utilizada permite estimar unas cifras que reflejan las tendencias más probables de demanda y oferta energéticas.

5. El MERCOSUR es una subregión dinámica en pleno proceso de transformación. En los sectores eléctrico y gasístico se están produciendo los cambios más importantes.

6. El MERCOSUR es probablemente una de las zonas de América Latina con un mayor nivel de integración energética, con una red bastante completa de interconexiones eléctricas y una importante red de gasoductos en operación, en construcción y en proyecto.

7. En el escenario alternativo, diseñado por OLADE, los resultados obtenidos se resumen en los siguientes términos (período 1998-2020).

- La **demanda final de energía** crecerá a una tasa media anual del 4,1%, de tal forma que su volumen pasará de 1.437,7 millones de barriles equivalentes de petróleo en 1998 a 3.585.4 en 2020. Es decir, en 22 años la demanda se multiplica casi por 2,5.

- Por **energías**, los mayores incrementos corresponden al **gas natural**, con casi un aumento del 315%. La biomasa se encuentra en el lado opuesto con una evolución cercana al estancamiento. Las políticas de **sustitución interenergética** explican el fuerte ritmo de penetración del gas natural en consumo final, cuyo peso pasará de un 8,3% (1998) a un 14,2% (2020).
- En **generación eléctrica** destaca el avance de la **térmica** por la utilización del gas natural en centrales de ciclo combinado. La producción de ésta última se incrementará en 244 TWh. Por su parte, la **capacidad instalada** pasa de casi 97 GW en 1998 a 180 GW en 2020.
- La **producción de energía primaria** se incrementará en algo más de un 89% (1998-2020), correspondiéndole al gas natural el mayor aumento (casi un 144%). Las **energía renovables**, a pesar de que aumentan casi un 80%, continúan jugando un papel puramente simbólico en la producción de energía primaria (en 2020 su peso estimado será de un 2,8%).

**Cuadro 1.- Evolución esperada de la demanda de energía final en MERCOSUR (Millones de bep)**

	1998	2020	% var. 20/98
<b>Biomasa</b>	215,8	215,1	---
<b>Electricidad</b>	234,6	496,3	111,6
<b>Petróleos</b>	840,4	2.252,9	168,1
<b>Gas</b>	122,4	507,7	314,8
<b>Carbón</b>	16,4	31,1	89,6
<b>Otros</b>	44,3	82,4	86,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.473,7</b>	<b>3.585,4</b>	<b>149,4</b>

FUENTE: OLADE.

**Cuadro 2.- Evolución esperada de la producción de energía primaria en MERCOSUR (Millones de bep)**

	1998	2020	%	% VAR. 20/98
<b>Biomasa</b>	349,5	348,9	11,1	-0,02
<b>Hidráulica</b>	258,2	380,0	12,1	46,9
<b>Petróleo</b>	691,8	1.573,8	50,0	127,5
<b>Gas</b>	289,6	706,4	22,5	143,9
<b>Carbón</b>	22,4	47,6	1,5	112,5
<b>Otras</b>	49,8	89,4	2,8	79,5
<b>TOTAL</b>	<b>1.661,8</b>	<b>3.146,2</b>	<b>100,0</b>	<b>89,3</b>

FUENTE: OLADE.

## ANEXO 6. ITAIPÚ BINACIONAL

### ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>2. HISTORIA .....</b>	<b>4</b>
<b>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS .....</b>	<b>5</b>
<b>4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>12</b>
4.1. ENERGÍA GENERADA EN LA CENTRAL .....	12
4.2. SUBESTACIÓN DE LA MARGEN DERECHA .....	13
4.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN PARAGUAY .....	14
<b>5. PRODUCCIÓN .....</b>	<b>15</b>
5.1. PRODUCCIÓN HISTÓRICA .....	15
5.2. PRODUCCIÓN ESPERADA PARA EL FUTURO .....	18
<b>6. TRATADO .....</b>	<b>19</b>
6.1. OBJETO .....	19
6.2. COMPONENTES DEL TRATADO .....	19
6.3. CONSTITUCIÓN DE LA ENTIDAD BINACIONAL ITAIPÚ; <b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>	
6.4. COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA .....	20
<b>7. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS .....</b>	<b>25</b>
7.1. FACTURACIÓN .....	25
7.2. PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA .....	26
7.3. COSTO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD .....	27
7.4. REMUNERACIÓN, RESARCIMIENTO Y COMPENSACIÓN .....	28
7.5. PRÉSTAMOS Y FINANCIAMIENTOS .....	28
7.6. BALANCES GENERALES .....	31

7.7. CUENTA DE RESULTADOS.....	32
7.8. CUENTA DE EXPLOTACIÓN.....	34

## 1. INTRODUCCIÓN

La central hidroeléctrica de Itaipú constituye uno de los pilares básicos donde se fundamenta el sector energético de la República del Paraguay debido a su gran potencial de generación eléctrica.

Es por ello por los que dentro de los estudios que conducen a la elaboración del Plan Estratégico del Sector Energía de la República del Paraguay para el periodo 2004 – 2013 se incluye el presente documento que tiene como finalidad profundizar en su estudio.



## 2. HISTORIA

El 26 de Abril de 1973, la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil firmaron el Tratado de Itaipú “para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná, pertenecientes en condominio a los dos países, desde e inclusive el Salto del Guaira o Salto Grande de Sete Quedas hasta la boca del Río Iguazú”.

El Tratado fue sancionado con Ley N° 389 del 11 de Julio de 1973 del Congreso Nacional Paraguayo, promulgado con fecha 13 de Julio de 1973, y aprobado por el Decreto Legislativo N° 23 del 30 de Mayo de 1973 del Congreso Nacional Brasileño, con texto promulgado por el Decreto Federal N° 72.707 del 28 de Agosto de 1973.

Para la realización del aprovechamiento hidroeléctrico objeto del Tratado se constituyó la entidad binacional denominada Itaipú con fecha 17 de Mayo de 1974.

La Itaipú se rige por las normas establecidas en el Tratado y en sus Anexos, por los protocolos adicionales y otros actos consecuentes del Tratado y por su Reglamento Interno.

El inicio efectivo de las obras ocurrió en Enero del año 1975.

Cabe destacar el Acuerdo Tripartito entre Paraguay, Brasil y Argentina, de 19 de Octubre de 1979, “para el aprovechamiento de los recursos hídricos en el trecho del río Paraná desde el Salto del Guairá o Sete Quedas hasta la desembocadura del río de la Plata”, que establece los niveles del río y las variaciones permitidas para las centrales en la cuenca común de los tres países.

El 5 de Mayo de 1984 entró en operación el primer grupo de Itaipú. El resto, hasta completar los 18 que actualmente operan fueron incorporándose al ritmo de dos o tres por año finalizando con el último 4 de Abril de 1991.

El 13 de Noviembre del año 2000 se firmó la contratación de las dos últimas unidades para completar las 20 de la que constaba el acuerdo original. Estaba previsto que la una de ellas entrara en operación a finales de 2003 y la otra en el primer semestre del 2004 aunque los retrasos habidos en las obras han pospuesto estas fechas.

### 3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

La central hidroeléctrica de Itaipú se encuentra localizada en el río Paraná, en la frontera entre Paraguay y Brasil, 14 km aguas arriba del Puente Internacional que une Ciudad del Este y Foz de Iguazú.



Sus datos más relevantes son los siguientes:

#### RÍO

Río	Paraná
Extensión	4.300 km <sup>2</sup>
Área total de la cuenca	3.000.000 km <sup>2</sup>
Área del drenaje	820.000 km <sup>2</sup>
Caudal (medido en Guairá)	
Promedio 1921/1990	9.070 m <sup>3</sup> /s
Promedio 1983/2002	11.892 m <sup>3</sup> /s
Promedio máximo diario	32.990 m <sup>3</sup> /s

Promedio mínimo diario	2.900 m <sup>3</sup> /s
Caudal máximo probable afluente al embalse	72.000 m <sup>3</sup> /s

## EMBALSE

Regulación inferior a mensual (sin acumulación)

Longitud con nivel máximo normal	170 km
Superficie con nivel máximo normal	1.350 km <sup>2</sup>
En Paraguay	580 km <sup>2</sup>
En Brasil	770 km <sup>2</sup>
Superficie con nivel máximo de llenado	1.460 km <sup>2</sup>
Capacidad de almacenamiento bruto	29.000 hm <sup>3</sup>
Capacidad de almacenamiento útil	19.000 hm <sup>3</sup>
Nivel máximo normal	220 m
Nivel máximo de llenado	223 m
Nivel mínimo excepcional	197 m
Nivel de restitución normal	100 m
Nivel de restitución máximo	138 m
Nivel de restitución mínimo	85 m
Salto bruto	
Normal	120 m
Máximo	128 m
Mínimo	85 m
Salto neto	
Normal	118,4 m
Máximo	126,7 m
Mínimo	83,7 m

## OBRA CIVIL

### Desvío del río Paraná

Longitud	2.000 m
Ancho en el fondo	150 m
Profundidad máxima	90 m
Capacidad de descarga	35.000 m <sup>3</sup> /s
Excavación en roca y tierra	22.500.000 m <sup>3</sup>
Ataguías	
Altura máxima	90 m
Volumen de material	11.300.000 m <sup>3</sup>

### Obras de Toma

Número	20
Tubería forzada    diámetro interno	10,50 m
Longitud total	142,20 m

### Presa principal

Tipo	Gravedad aliviada y contrafuertes
Longitud de coronamiento	1.064 m
Cota de coronamiento	225 m.s.n.m.
Cota mínima de fundación	29 m.s.n.m.
Altura máxima	196 m
Excavación en tierra y roca	2.800.000 m <sup>3</sup>
Volumen de hormigón	5.200.000 m <sup>3</sup>

### Estructura del desvío

Tipo	Gravedad maciza
------	-----------------

Longitud de coronamiento	170 m
Cota de coronamiento	225 m.s.n.m.
Altura máxima	162 m
Capacidad máxima de descarga	35.000 m <sup>3</sup> /s
Volumen de hormigón	2.100.000 m <sup>3</sup>

### **Presa lateral derecha**

Tipo	Cabeza maciza y contrafuertes
Longitud de coronamiento	986 m
Cota de coronamiento	225 m.s.n.m.
Altura máxima	64,5 m
Excavación en tierra y roca	1.610.000 m <sup>3</sup>
Volumen de hormigón	800.000 m <sup>3</sup>

### **Presa de enrocado**

Longitud de coronamiento	1.984 m
Cota de coronamiento	225 m.s.n.m.
Altura máxima	70 m
Excavación de tierra	5.100.000 m <sup>3</sup>
Volumen	15.000.000 m <sup>3</sup>

### **Presa de Tierra Margen Derecha**

Longitud de coronamiento	872 m
Cota de coronamiento	225 m.s.n.m.
Altura máxima	25 m
Volumen	400.000 m <sup>3</sup>

### **Presa de Tierra Margen Izquierda**

Longitud de coronamiento	2.294 m
Cota de coronamiento	225 m.s.n.m.
Altura máxima	30 m
Volumen	2.800.000 m <sup>3</sup>

### **Vertedero**

Altura máxima	40 m
Capacidad máxima de descarga	62.200 m <sup>3</sup> /s
Compuertas de sector	14 unidades de 20 m x 21,34 m
Ancho total	390 m
Longitud total (corredera + cresta)	483 m
Excavación en tierra y roca	13.000.000 m <sup>3</sup>
Volumen de hormigón	8.000.000 m <sup>3</sup>

### **EDIFICIO DE LA CENTRAL**

Número de grupos	18 (20 en 2005)
En el lecho del río	15 (16 en 2005)
En el canal de desvío	3 (4 en 2005)
Longitud	968 m
Ancho	99 m
Altura máxima	112 m
Distancia entre ejes de unidades	34 m
Excavación en tierra y roca	5.000.000 m <sup>3</sup>
Volumen de hormigón	3.300.000 m <sup>3</sup>



## EQUIPOS

### Turbinas

Tipo Francis

Caudal nominal 645 m<sup>3</sup>/s

Salto nominal 118,4 m

Potencia nominal 715 MW

Velocidad 9 (10) unidades de 50 Hz 90,9 rpm

9 (10) unidades de 50 Hz 92,3 rpm



### **Alternadores**

Tipo	Paraguas modificado (DIN W 42)
Potencia nominal (50/60 Hz)	823,6/737,0 MVA
Factor de potencia (50/60 Hz)	0,85/0,95
Potencia activa nominal	700 MW
Tensión	18 ± 5% kV

### **Transformadores de potencia**

Banco de 3 transformadores monofásicos por cada grupo

Potencia (50/60 Hz)	825/768 MVA
Tensión (50/60 Hz)	18 – 525 ± 2 x 2,5% / $\sqrt{3}$ kV
Conexión	Triángulo – Estrella con neutro puesto a tierra
Refrigeración	OF-WF

## 4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

### 4.1. ENERGÍA GENERADA EN LA CENTRAL

Mediante el empleo de subestaciones aisladas en gas SF6 y ubicadas en el propio edificio de la central se exporta la energía generada en cada grupo, una vez elevada a través de cada uno de los bancos de transformadores.



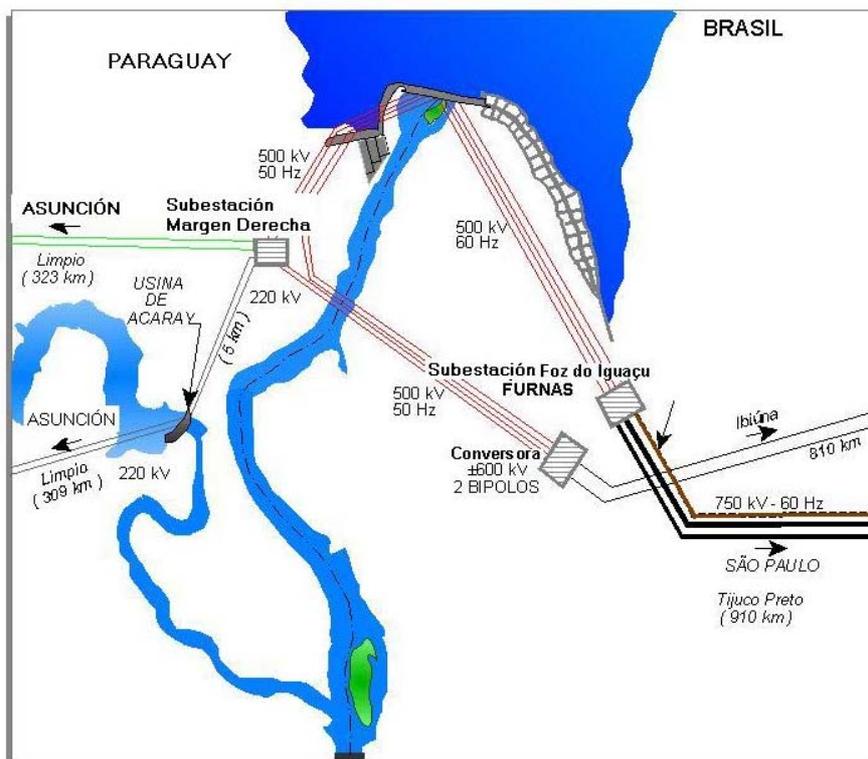
En total salen 8 líneas de transmisión en 500 kV:

- 4 líneas de unos 8 km de longitud transportando la energía generada por las Subestación de la margen izquierda (Foz de Iguazú), propiedad de FURNAS.
- 4 líneas transportando la energía generada por las unidades de 50 Hz a la Subestación de la Margen Derecha, situada en territorio paraguayo a unos 2 km.



Sin embargo, de estas 4 líneas de 50 Hz, solamente dos están conectadas a la barra de 500 kV mientras que las otras dos se llevan directamente hacia la Estación Convertora de FURNAS, situada en territorio brasileño y que permite adaptar la tensión de 50 Hz a 60 Hz. Estas dos líneas tienen una longitud total de 11 km.

Además, otros dos circuitos de unos 9 km salen de la barra de 500 kV hacia la Estación Convertora de FURNAS.



De esta forma, la fracción no consumida de la energía generada correspondiente a Paraguay es cedida a Brasil.

#### 4.2. SUBESTACIÓN DE LA MARGEN DERECHA

La Subestación de la Margen Derecha, ubicada a unos 2,5 km del edificio de la central constituye el centro de distribución de la energía generada a 50 Hz en Itaipú entregando la energía al Sistema Eléctrico Paraguayo (SIN) y a la

estación Conversora de FURNAS.

Fue proyectada considerando los perfiles de largo plazo del crecimiento del sistema eléctrico paraguayo.

Está constituida por patios de 500, 220 y 66 kV. Los patios de 500 y 220 kV están conectados mediante autotransformadores de 500/220 kV y 375 MVA. El patio de 66 kV, que distribuye energía para los servicios auxiliares, está alimentado por transformadores de 220/66 kV y 25 MVA.

### **4.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN PARAGUAY**

La energía de Itaipú generada por las unidades de 50 Hz y consumida por el Paraguay, se inyecta al sistema de transmisión paraguayo a través de la Subestación de la Margen Derecha.

En la actualidad, de esta subestación salen cuatro líneas de 220 kV, dos para la subestación ubicada en la Central Hidroeléctrica de Acaray y dos para Carayao, siendo una de ellas derivada a Itaquyry.

## 5. PRODUCCIÓN

### 5.1. PRODUCCIÓN HISTÓRICA

Desde la puesta en operación del primer grupo año tras año se ha ido elevando la producción anual de energía como se muestra en la tabla siguiente:

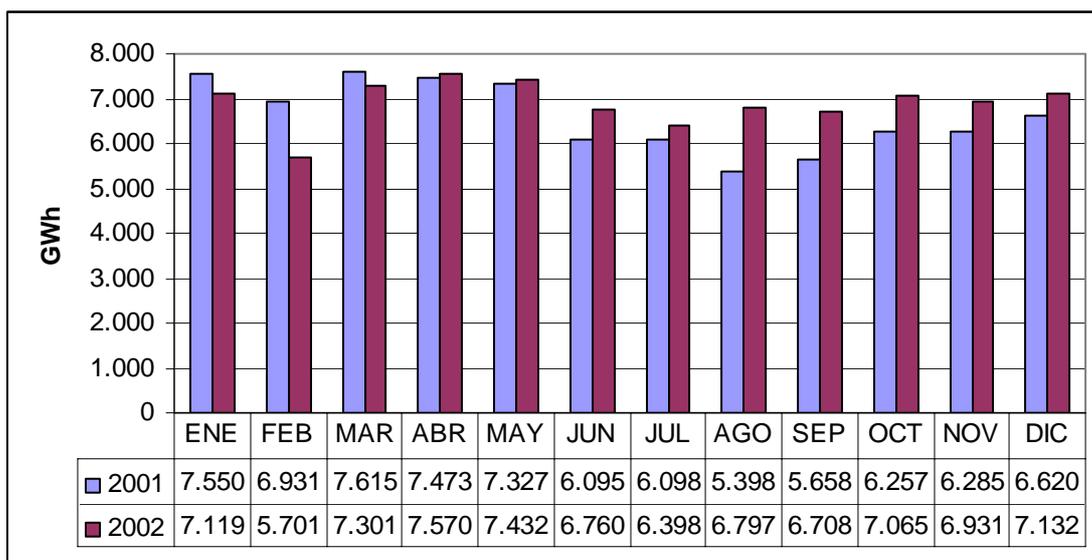
**Cuadro 1.- Producción anual y unidades instaladas 1984-2003**

Año	Nº unidades instaladas	Producción anual de energía (GWh)
1984	0-2	277
1985	2-3	6.327
1986	3-6	21.853
1987	6-9	35.807
1988	9-12	38.508
1989	12-15	47.230
1990	15-16	53.090
1991	16-18	57.518
1992	18	52.268
1993	18	59.997
1994	18	69.394
1995	18	77.212
1996	18	81.654
1997	18	89.237
1998	18	87.846
1999	18	90.002
2000	18	93.428
2001	18	79.307
2002	18	82.914
2003	18	89.151

FUENTE: Estados contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001. Itaipú Binacional.

La distribución mensual durante el año 2001 y 2002 fue la siguiente:

**Gráfico 1.- Producción mensual 2001-2002**



FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

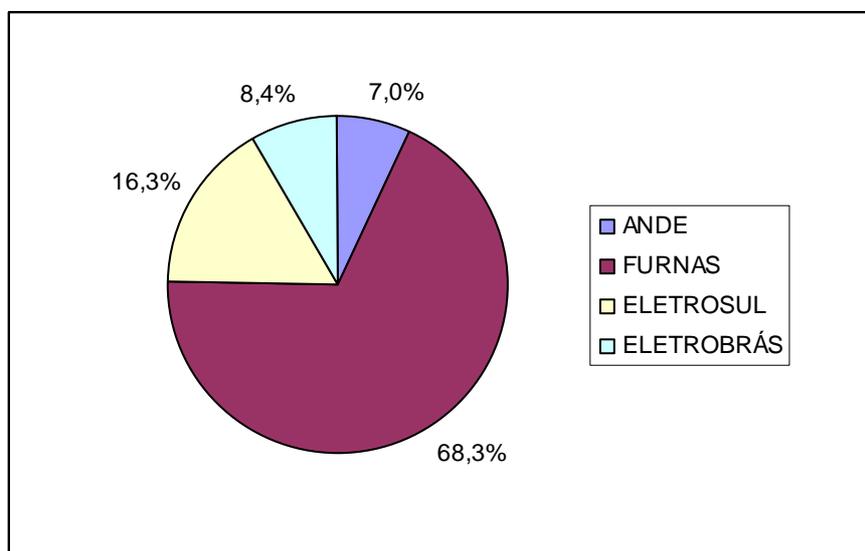
El suministro mensual de energía en el 2002 para cada una de las compañías se indica a continuación. De los 82.643 GWh, 5.747 GWh fueron suministrados a Paraguay (7%) y 76.896 GWh a Brasil (93%).

**Cuadro 2.- Suministro de energía para las distintas compañías en 2002 (GWh)**

	PARAGUAY	BRASIL			SUBTOTAL	TOTAL
	ANDE	FURNAS	ELETROSUL	ELETROBRÁS		
ENE	528	4.800	1.144	630	6.574	7.102
FEB	466	4.175	995	56	5.226	5.692
MAR	539	4.792	1.142	813	6.747	7.286
ABR	464	4.653	1.109	1.326	7.088	7.552
MAY	429	4.862	1.159	969	6.990	7.419
JUN	435	4.686	1.117	508	6.311	6.746
JUL	466	4.776	1.138	3	5.917	6.383
AGO	483	4.824	1.150	329	6.303	6.786
SEP	457	4.658	1.111	463	6.232	6.689
OCT	494	4.806	1.145	579	6.530	7.024
NOV	477	4.657	1.110	636	6.403	6.880
DIC	509	4.791	1.142	642	6.575	7.084
<b>TOTAL</b>	<b>5.747</b>	<b>56.480</b>	<b>13.462</b>	<b>6.954</b>	<b>76.896</b>	<b>82.643</b>

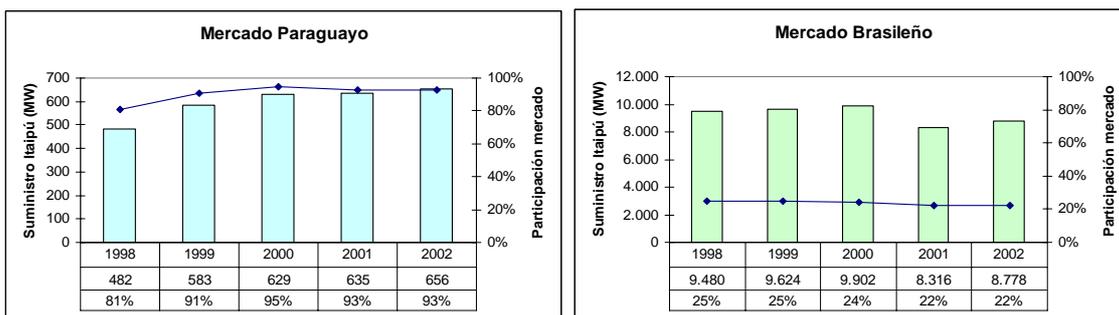
FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

**Gráfico 2.- Suministro de energía para las distintas compañías en 2002 (GWh)**



La participación en los mercados paraguayo y brasileño en los últimos años denota la importancia de la Itaipú en ambos países.

**Gráfico 3.- Participación de Itaipú en los mercados paraguayo y brasileño**



FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

## 5.2. PRODUCCIÓN ESPERADA PARA EL FUTURO

Con las dos nuevas unidades que actualmente se están instalando, la capacidad en la Itaipú pasará de 12.600 a 14.000 MW.

Con las 18 unidades que posee, la Itaipú consigue garantizar la operación simultánea de 16 unidades operando en muchas ocasiones con 17. Solamente en condiciones muy especiales las 18 unidades producen simultáneamente. Con las dos nuevas unidades se prevé poder operar con 18 unidades en operación simultánea.

De esta forma se puede esperar que Itaipú esté en condiciones de aumentar la producción anual media a 95.000 GWh a partir del año 2005

## **6. TRATADO**

### **6.1. OBJETO**

El 26 de Abril de 1973, la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil firmaron el Tratado de Itaipú “para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná, pertenecientes en condominio a los dos países, desde e inclusive el Salto del Guaira o Salto Grande de Sete Quedas hasta la boca del Río Iguazú”.

El Tratado fue sancionado con Ley N° 389 del 11 de Julio de 1973 del Congreso Nacional Paraguayo, promulgado con fecha 13 de Julio de 1973, y aprobado por el Decreto Legislativo N° 23 del 30 de Mayo de 1973 del Congreso Nacional Brasileño, con texto promulgado por el Decreto Federal N° 72.707 del 28 de Agosto de 1973.

### **6.2. COMPONENTES DEL TRATADO**

El Tratado, compuesto por 25 artículos incluye tres anexos:

- Anexo A: Estatuto de la Entidad Binacional denominada Itaipú.
- Anexo B: Descripción general de las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y obras auxiliares.
- Anexo C: Bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad de la Itaipú.

Existen además Notas Reversales que revisan posteriormente el Tratado. El mecanismo de emisión de Notas Reversales es un instrumento diplomático mediante el cual pueden adecuarse determinadas materias del Tratado de Itaipú, y toma la forma de comunicaciones de idéntico contenido cursadas entre ambos Gobiernos, sujetas a los regímenes de aprobaciones previstos en ambos países para esta clase de convenios internacionales.

### **6.3. CONSTITUCIÓN DE LA ENTIDAD BINACIONAL ITAIPÚ**

Para la realización del aprovechamiento hidroeléctrico objeto del Tratado se constituyó la entidad binacional denominada Itaipú con fecha 17 de Mayo de 1974. En el Anexo A se presentan su Estatuto.

La Itaipú está constituida por la ANDE y la ELETROBRÁS con igual participación en el capital. Inicialmente el capital de la Itaipú se estableció en 100.000.000 US\$. A partir de enero de 2001 ha sido actualizado según la Nota Reversal nº 20, del 13 de noviembre a la cantidad de 350.000.000 US\$.

La Itaipú se rige por las normas establecidas en el Tratado y en sus Anexos, por los protocolos adicionales y otros actos consecuentes del Tratado y por su Reglamento Interno.

### **6.4. COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA**

Los aspectos básicos de la comercialización de los servicios de electricidad de la Itaipú están definidos en el Tratado y en su Anexo C.

El Tratado establece que la energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico será dividida en partes iguales entre el Paraguay y Brasil, siendo reconocido a cada país el derecho de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro para su propio consumo.

Los gobiernos paraguayos y brasileño se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente, en la forma que acordaren, la totalidad de la potencia instalada.

El tratado establece que la adquisición de los servicios de electricidad de la Itaipú será realizada por la ANDE y por ELETROBRÁS, las cuales también podrán hacerlo por intermedio de las empresas o entidades paraguayas o brasileñas que indiquen. Del lado brasileño, la ley N° 5.889 del 5 de julio de 1973 establece que las subsidiarias de ELETROBRÁS autorizadas a adquirir los servicios de electricidad que corresponden al Brasil son FURNAS y Electrosul.

El Anexo C contiene las bases financieras y las de prestación de los servicios de electricidad de la Itaipú.

En cuanto a las condiciones de suministro:

- La división en partes iguales de la energía será efectuada por medio de la división de la potencia instalada en la central eléctrica.

- Cada entidad, en el ejercicio de su derecho a la utilización de la potencia instalada, contratará con la Itaipú, por períodos de veinte años, fracciones de la potencia instalada en la central eléctrica, en función de un cronograma de utilización que abarcará ese lapso e indicará, para cada año, la potencia a ser utilizada.
- Cada una de las entidades entregará a la Itaipú el cronograma mencionado más arriba, dos años antes de la fecha prevista para la entrada en operación comercial de la primera unidad generadora de la central eléctrica y dos años antes del término del primero y de los subsiguientes contratos de veinte años.
- Cada entidad tiene el derecho de utilizar la energía que puede ser producida por la potencia por ella contratada hasta el límite que será establecido, para cada lapso de operación, por la Itaipú. Queda entendido que cada entidad podrá utilizar dicha potencia por ella contratada, durante el tiempo que le conviniere, dentro de cada lapso de operación, desde que la energía por ella utilizada, en todo ese lapso, no exceda el límite arriba mencionado.
- Cuando una entidad decida no utilizar parte de la potencia contratada o parte de la energía correspondiente a la misma, dentro del límite fijado, podrá autorizar a la Itaipú a ceder a las otras entidades la parte que así se vuelve disponible, tanto de potencia como de energía, en el lapso de operación. La facturación a las entidades, en esta circunstancia, será hecha en función de la potencia efectivamente utilizada por cada una.

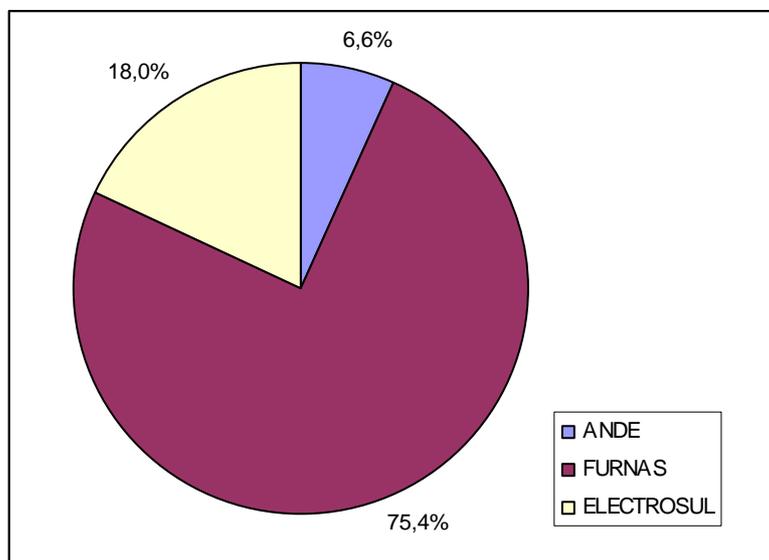
En el siguiente cuadro se muestra las cantidades mensuales de potencia contratada y de demanda de potencia facturada a las entidades compradoras.

**Cuadro 3.- Potencia contratada y demanda de potencia facturada por empresa - 2002 (MW)**

MES	ANDE	FURNAS	ELECTROSUL	TOTAL
Enero	743	8.111	1.933	10.787
Febrero	758	8.099	1.930	10.787
Marzo	761	8.096	1.930	10.787
Abril	728	8.123	1.936	10.787
Mayo	614	8.215	1.958	10.787
Junio	655	8.182	1.950	10.787
Julio	681	8.161	1.945	10.787
Agosto	694	8.150	1.943	10.787
Septiembre	716	8.133	1.938	10.787
Octubre	731	8.120	1.936	10.787
Noviembre	718	8.131	1.938	10.787
Diciembre	761	8.096	1.930	10.787
<b>TOTAL</b>	<b>8.560</b>	<b>97.617</b>	<b>23.267</b>	<b>129.444</b>
<b>PROMEDIO</b>	<b>713</b>	<b>8.135</b>	<b>1.939</b>	<b>10.787</b>

FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

**Gráfico 4.- Potencia contratada y demanda de potencia facturada por empresa - 2002 (MW)**



- La energía producida por la ITAIPÚ será entregada a las entidades en el sistema de barras de la central eléctrica, en las condiciones establecidas en los contratos de compraventa.

En cuanto al costo del servicio de electricidad, se establecen los siguientes componentes:

- El monto necesario para el pago, a las partes que constituyen la ITAIPÚ, (ANDE y ELETROBRÁS) de utilidades del doce por ciento anual sobre su participación en el capital integrado.
- El monto necesario para el pago de las cargas financieras de los préstamos recibidos.
- El monto necesario para el pago de la amortización de los préstamos recibidos.
- El monto necesario para el pago de los "royalties" a las Altas Partes Contratantes (gobiernos de Paraguay y Brasil), calculado en el equivalente de 650 US\$ por GWh generado y medido en la central eléctrica, no pudiendo ser inferior anualmente a 18 millones US\$, a razón de la mitad para cada Alta Parte Contratante.
- El monto necesario al pago, a la ANDE y a la ELETROBRÁS, en partes iguales, a título de resarcimiento de las cargas de administración y supervisión relacionadas con la Itaipú, calculadas en el equivalente 50 US\$ por GWh generado y medido en la central eléctrica.
- El monto necesario para cubrir los gastos de explotación.
- El monto del saldo, positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior.
- El monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes por la energía cedida a la otra, equivalente a US\$ 300 por GWh.

El Anexo C también establece que el ingreso anual, derivado de los contratos de prestación de los servicios de electricidad deberá ser igual, cada año, al costo del servicio calculado según lo expuesto. Dicho costo se distribuye en forma proporcional a las potencias contratadas por las entidades abastecidas.

Las Nota Reversal nº 3 del 28/01/01986 establece que el monto correspondiente a la compensación será incluido exclusivamente en la tarifa a ser pagada por la parte que consuma la energía cedida.

Además, los valores referentes a "royalties", compensación por energía cedida y resarcimiento de las cargas de administración y supervisión, que son calculados en US\$/GWh generado y medido en la central, y cuyo pago se efectúa mensualmente, conforme a fórmula y factores establecidos en la misma Nota Reversal y que se indican a continuación.

**Cuadro 4.- Factores de ajuste calculados según la Nota Reversal n°3**

<b>Año</b>	<b>Factor original</b>	<b>Factor de ajuste</b>	<b>Factor ajustado</b>
1985	3,50		
1986	3,50		
1987	3,58	1,03161	3,69316
1988	3,66	1,07050	3,91803
1989	3,74	1,12344	4,20167
1990	3,82	1,17452	4,48667
1991	3,90	1,20367	4,69431
1992	4,00	1,22699	4,90796
1993	4,00	1,25442	5,01768
1994	4,00	1,27941	5,11764
1995	4,00	1,32219	5,28876
1996	4,00	1,35174	5,40696
1997	4,00	1,37073	5,48292
1998	4,00	1,36668	5,46672
1999	4,00	1,39071	5,56284
2000	4,00	1,45275	5,81100
2001	4,00	1,48488	5,93952
2002	4,00	1,48082	5,92328

FUENTE: Estados contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001. Itaipú Binacional.

## 7. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

### 7.1. FACTURACIÓN

Los ingresos en 2002 por las facturas considerados bajo el régimen económico provenientes de los contratos de prestación de los servicios de electricidad firmados con la ANDE, FURNAS, ELECTROSUL y ELETROBRÁS fueron de US\$ 2.529,6 millones. De ellos, US\$ 2.437,4 millones correspondieron a la potencia contratada. El resto, US\$ 62,7 millones en concepto de compensación por cesión de energía y US\$ 29,5 millones corresponden a royalties y resarcimiento de las cargas de administración y supervisión relativos a la energía adicional a la garantizada.

La facturación de la Itaipú bajo el concepto de prestación de los servicios de electricidad que incluye la facturación de la potencia contratada, la compensación por cesión de energía, los royalties y el resarcimiento de las cargas de administración y supervisión relativos a la energía adicional a la garantizada alcanzaron el valor facturado de US\$ 32.956,1 millones desde 1985 hasta 2002. El valor cobrado alcanzó un valor de US\$ 32.294,3 millones. En la siguiente tabla se señalan ambos valores así como los detallados por empresa, incluyendo las cargas moratorias facturadas y sus provisiones.

**Cuadro 5.- Facturación Itaipú 1985-2002**

EMPRESA	FACTURADO US\$ Millones			COBRADO US\$ Millones			SALDO US\$ Millones
	1985/2001	2002	TOTAL	1985/2001	2002	TOTAL	2002
FURNAS	23.752,0	1.889,3	25.641,3	23.307,3	1.954,4	25.261,7	379,6
ELECTROSUL	5.511,9	449,9	5.961,8	5.402,6	468,8	5.871,4	90,4
ELETROBRÁS		32,6	32,6		16,2	16,2	16,4
ANDE	1.139,8	180,6	1.320,4	985,5	159,5	1.145,0	175,4
<b>TOTAL</b>	<b>30.403,7</b>	<b>2.552,4</b>	<b>32.956,1</b>	<b>29.695,4</b>	<b>2.598,9</b>	<b>32.294,3</b>	<b>661,8</b>

FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

El saldo a cobrar, de US\$ 661,8 millones se debe principalmente al plazo de vencimiento de 50, 60 y 70 días, contados a partir de la fecha de presentación de las facturas, lo cual hace que las últimas facturas correspondientes al 2002 sólo deban ser pagadas a inicios del año 2003.

Asimismo existe un monto de US\$ 130,2 millones adeudado por la ANDE,

referente a facturas vencidas de enero de 1999 a febrero de 2002, el cual fue renegociado para su pago en 240 cuotas mensuales, a partir del mes de julio de 2002.

## 7.2. PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA

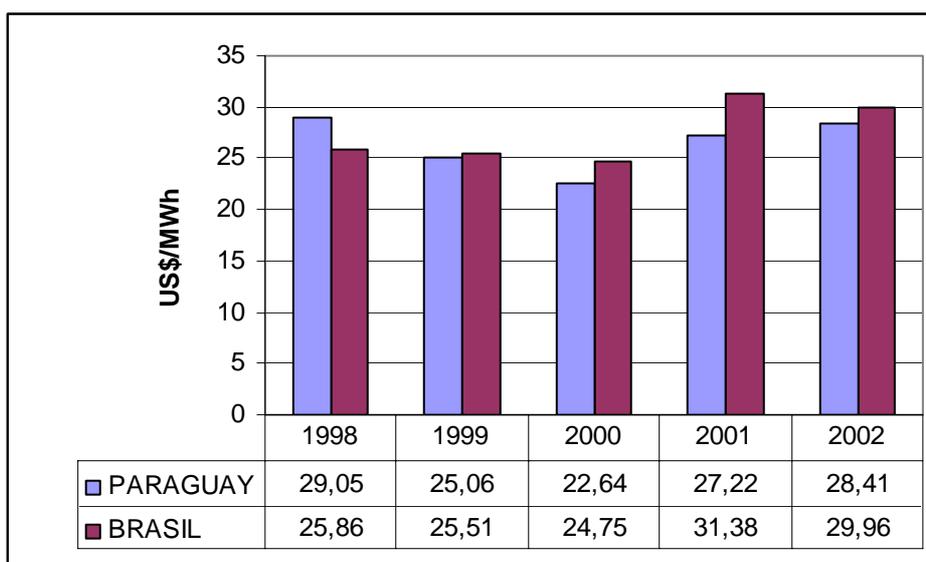
El precio promedio de la energía suministrada por Itaipú a las entidades compradoras paraguaya y brasileñas fue de 29,85 US\$/MWh, considerando que la energía suministrada fue 82.643,4 GWh y la facturación de US\$ 2.466,9 millones, incluyendo la facturación relativa a los royalties y al resarcimiento de cargas de administración y supervisión relativos a la energía adicional a la garantizada.

El precio medio de la energía suministrada a la ANDE fue 28,41 US\$/MWh. El precio medio de la energía suministrada a las compañías brasileñas resultó de 29,96 MWh/US\$, sin considerar el costo de la compensación por cesión de energía.

Aunque la tarifa aplicada por potencia mensual contratada sea la misma, la diferencia en el precio se debe al grado de utilización de la energía en cada país.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución en el periodo 1998-2002.

**Gráfico 5.- Precio medio de energía suministrada por Itaipú**



FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

### 7.3. COSTO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

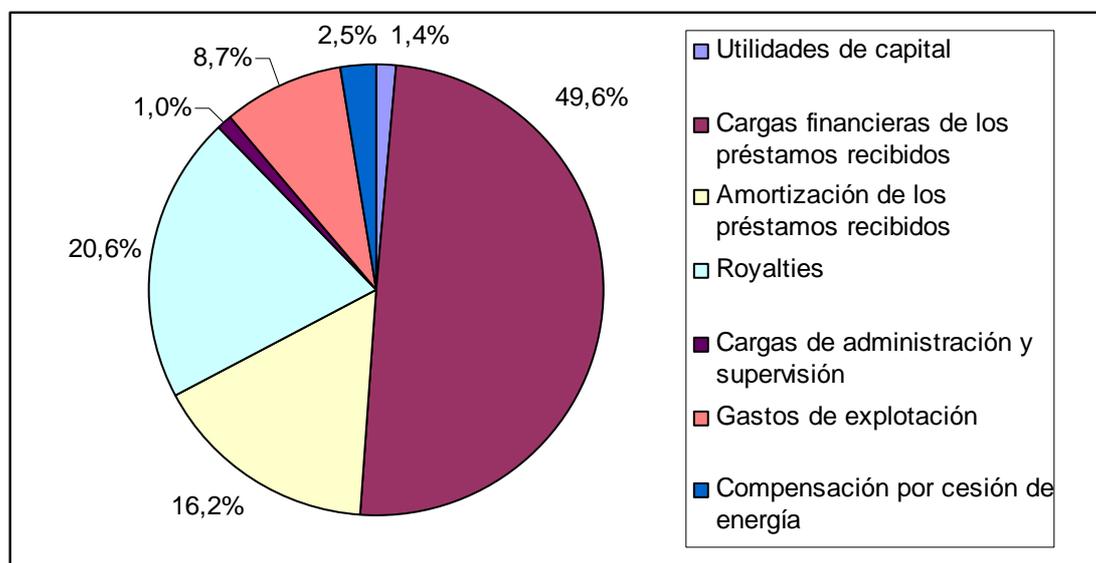
El costo del servicio de electricidad, atendiendo al Anexo C del Tratado, presentó la siguiente composición para el año 2001 y 2002:

**Cuadro 6.- Costo del servicio de electricidad (US\$ Millones)**

Componente	2001	2002
Utilidades de capital	34,1	35,0
Cargas financieras de los préstamos recibidos	811,8	1.231,4
Amortización de los préstamos recibidos	860,7	401,5
Royalties	370,7	510,1
Cargas de administración y supervisión	23,5	24,4
Gastos de explotación	219,8	215,9
SUBTOTAL	2.320,6	2.418,3
Compensación por cesión de energía	60,7	62,7
<b>TOTAL</b>	<b>2.381,3</b>	<b>2.481,0</b>

FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

**Gráfico 6.- Costo del servicio de electricidad (US\$ Millones)**



El resultado total comparado con el ingreso de US\$ 2.529,6 millones ofrece un resultado del año de la cuenta de explotación de US\$ 48,6 millones (positivo).

## 7.4. REMUNERACIÓN, RESARCIMIENTO Y COMPENSACIÓN

Los pagos efectuados a Paraguay y Brasil alcanzaron la cifra de US\$ 674,1 millones, de los cuales US\$ 268,6 millones corresponde a Paraguay, considerando el valor relativo a la compensación por cesión de energía y US\$ 405,5 millones que corresponden al Brasil, incluyendo valores vencidos del año anterior. En el siguiente cuadro se desglosan estos pagos.

**Cuadro 7.- Pagos de remuneración y resarcimiento (US\$ millones)**

ACREEDORES	1986-2001	2002	TOTAL
<b>ESTADO PARAGUAYO</b>			
Royalties	1.801,6	177,2	1.978,8
Compensación por Cesión de Energía	737,0	62,0	799,0
<b>ANDE</b>			
Utilidades de Capital	106,0	17,4	123,4
Cargas de Administración y Supervisión	144,0	12,0	156,0
<b>SUBTOTAL PARAGUAY</b>	<b>2.788,6</b>	<b>268,6</b>	<b>3.057,2</b>
<b>ESTADO BRASILEÑO</b>			
Royalties	1.874,1	375,9	2.250,0
<b>ELETROBRÁS</b>			
Utilidades de Capital	115,5	17,3	132,8
Cargas de Administración y Supervisión	157,5	12,3	169,8
<b>SUBTOTAL BRASIL</b>	<b>2.147,1</b>	<b>405,5</b>	<b>2.552,6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.935,7</b>	<b>674,1</b>	<b>5.609,8</b>

FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

## 7.5. PRÉSTAMOS Y FINANCIAMIENTOS

Inicialmente, el esquema financiero a ser aplicado para hacer frente a las necesidades de recursos destinados a la realización del aprovechamiento hidroeléctrica se basó en tres fuentes:

- El capital.
- Préstamos brasileños.
- Préstamos externos.

El costo de la obra de Itaipú ascendió a la cantidad de aproximadamente US\$ 20.000 millones. En cuanto a las dos nuevas unidades (9A y 18A), se ha previsto la necesidad de US\$ 190 millones, los cuales están asegurados a través de un contrato de financiamiento con ELETROBRÁS.

La deuda de Itaipú, a 31/12/2001 correspondiente a préstamos y financiamientos contraídos, sin considerar los valores referentes a royalties renegociados, ascendía a US\$ 18.981,3 millones.

Durante el 2002 se pagaron los compromisos que vencían en el año por un total de 1.632,9 millones, correspondiendo US\$ 401,5 millones a la amortización de la deuda y US\$ 1.231,4 millones a las cargas financieras.

A fecha 31/12/2002 existe un saldo deudor de US\$ 18.460,4 millones, que será amortizado íntegramente en febrero de 2023. Se señala que en 2002 fue reducido en 520,9 millones, resultado de la amortización realizada en el ejercicio así como del efecto de las variaciones cambiarias y de la variación negativa del factor de ajuste en los contratos de financiamiento con la ELETROBRÁS.

**Cuadro 8.- Acreedores de Itaipú (US\$ millones)**

ACREEDORES	2001	2002
ELETROBRÁS	17.711,5	17.360,0
TESORO NACIONAL BRASILEÑO	975,1(1)	949,9(1)
BNDES Y OTROS CRÉDITOS	294,7	150,5
<b>TOTAL</b>	<b>18.981,3</b>	<b>18.460,4</b>

(1) En los Estados Contables de 2002 fueron reclasificados para Remuneración y Resarcimiento US\$ 155,7 millones correspondientes a royalties atrasados debidos al Gobierno brasileño al 31/12/2001. En las publicaciones del año 2001 constaban entre los préstamos y financiamientos.

FUENTE: Memoria anual 2002. Itaipú Binacional.

Los préstamos y financiamientos tienen tasas que varían entre el 4 y el 12 por ciento anuales, de acuerdo con las condiciones contractuales. Un detalle de estos se indica a continuación:

### Cuadro 9.- Préstamos y financiamientos de Itaipú

CUADRO DE LOS PRÉSTAMOS Y FINANCIAMIENTOS (en US\$ mil)	Monedas (3)	Tasas interés	Líneas de Crédito		Deuda al 31 de Diciembre			Periodo de Amortización		
			Total (en Mil)	Equivalente en US\$ Mil (1)	Corto Plazo	Largo Plazo	Reclasificado	2002	2001	Inicio
<b>CONTRATOS GARANTIZADOS POR LA REPÚBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL</b>										
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS (Incluye transferencia para el tesoro)										
ECF-1480/97 - Principal	US\$	4,1 y 7,5	16.225.001	16.225.001	277.996	16.995.399	17.201.687	1997	2023	Mensual
Provisión de ajuste monetario	US\$					-155.040	338.366			
ECF-1627/97 - Principal	US\$	7,5	181.577	181.577	6.803	122.524	13.315	1998	2023	Mensual
Provisión de ajuste monetario	US\$					-1.161	2.622			
ECF-1628/97 - Principal	US\$	7,5	190.100	190.100		114.139	34.893	2005	2023	Mensual
Provisión de ajuste monetario	US\$					-588	638			
<b>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES</b>										
De 22/12/78	R\$	12,0	9.559	4.889	1.097	2.161	6.378	1990	2005	Mensual
De 04/09/81	R\$	12,0	426.445	218.086	37.711	74.297	219.279	1987	2005	Mensual
De 14/12/86	R\$	12,0	17.504	8.952	2.246	4.424	13.057	1991	2005	Mensual
De 14/12/86	R\$	12,0	5.140	2.629	391	769	2.270	1987	2005	Mensual
De 14/12/86	R\$	12,0	83	42	1	1	3	1988	2005	Mensual
De 10/12/87	R\$	12,0	21.267	10.876	1.011	1.990	5.876	1991	2005	Mensual
De 04/10/88	R\$	12,0			8.221	16.198	47.805	1992	2005	Mensual
<b>TESORO NACIONAL DEL BRASIL</b>										
Brasil Investment Bonds (BIBS)	US\$	5,0			450	3.741	4.571	1999	2013	Semestral
Reestructuración de la Deuda Externa (DMLP)	EUR	Nota 2A			36.453	733.314	795.261	1997	2023	Semestral
Renegociación Club de París (Fases III y IV)	CHF	Nota 2B			36.704	139.215	175.228	1995	2006	Semestral
<b>Total sin Provisión de ajuste monetario</b>					<b>409.084</b>	<b>18.208.172</b>	<b>18.519.623</b>			
<b>Total de la Provisión de ajuste monetario</b>						<b>-156.789</b>	<b>341.626</b>			
<b>Total de los Préstamos y Financiamientos</b>					<b>409.084</b>	<b>18.051.383</b>	<b>18.861.249</b>			

(1) A la tasa vigente al 31 de diciembre de 2002.

(2) Tasas de intereses

(A) Libor semestral 6,0 y 8,0.

(B) 8,49; 8,15 y 6,625.

(3) R\$ Reales; US\$ Dólares de los Estados Unidos de América; EUR Euros; CHF Franco Suizo.

FUENTE: Estados contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001. Itaipú Binacional.

El cronograma de pago de los préstamos y financiamientos de largo plazo a la ELETROBRÁS, Tesoro Nacional y demás instituciones financieras prevé las siguientes amortizaciones anuales:

**Cuadro 10.- Amortizaciones anuales**

Ejercicio	Valores US\$	Ejercicio	Valores US\$	Ejercicio	Valores US\$
2004	505.899.519	2011	729.586.393	2018	1.136.046.827
2005	566.301.592	2012	775.770.398	2019	1.213.531.505
2006	679.629.475	2013	825.009.584	2020	1.296.277.726
2007	565.458.036	2014	877.269.853	2021	1.385.290.639
2008	603.882.993	2015	933.134.873	2022	1.480.513.052
2009	642.839.204	2016	996.375.065	2023	1.090.366.204
2010	684.158.049	2017	1.064.042.463	Total	18.051.383.450

FUENTE: Estados contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001. Itaipú Binacional.

**7.6. BALANCES GENERALES**

Los balances generales al 31 de diciembre de 2002 y 2001 se indican a continuación:

**Cuadro 11.- Balance general 2001-2002 (US\$)**

	2001	2002
<b>ACTIVO</b>		
<b>CIRCULANTE</b>		
Disponible	17.795.962	127.118.972
Cuentas a recibir - Contratos de prestación de servicios	587.432.475	533.461.578
Cuentas a recibir - Diversos	3.709.876	4.118.642
Obligaciones y préstamos a recibir	34.486.733	672.158
Almacenes	12.586.370	9.024.580
	<b>656.011.416</b>	<b>674.395.930</b>
<b>REALIZABLE A LARGO PLAZO</b>		
Cuentas a recibir - Contratos de prestación de servicios	120.828.202	128.340.661
Cuentas a recibir - Diversos	16.377.031	10.003.215
Obligaciones y préstamos a recibir	70.771.776	76.280.024
	<b>207.977.009</b>	<b>214.623.900</b>
<b>RESULTADOS A COMPENSAR</b>		
De ejercicios anteriores	1.701.016.310	1.417.492.966
Del ejercicio corriente	-283.523.344	-857.132.190
	<b>1.417.492.966</b>	<b>560.360.776</b>
<b>PERMANENTE</b>		
Inmovilizado		
Bienes e instalaciones en servicio	16.852.715.625	17.023.569.759
Obras y servicios en ejecución	690.699.496	541.219.922
	<b>17.543.415.121</b>	<b>17.564.789.681</b>
	<b>19.824.896.512</b>	<b>19.014.170.287</b>

	2001	2002
<b>PASIVO</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>CIRCULANTE</b>		
Préstamos y financiamientos	598.764.596	409.083.860
Remuneración y resarcimiento	427.209.219	200.938.061
Contratistas, proveedores y otros	22.351.463	29.493.089
Obligaciones estimadas		21.409.772
Salarios y obligaciones sociales	21.564.834	19.399.135
Retenciones contractuales en garantía	481.152	519.951
	<b>1.070.371.264</b>	<b>680.843.868</b>
<b>EXIGIBLE A LARGO PLAZO</b>		
Préstamos y financiamientos	18.382.483.783	18.051.383.450
Obligaciones estimadas	272.041.465	181.942.969
	<b>18.654.525.248</b>	<b>18.233.326.419</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>		
Capital		
Administración Nacional de Electricidad - ANDE	50.000.000	50.000.000
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ELETROBRÁS	50.000.000	50.000.000
	<b>100.000.000</b>	<b>100.000.000</b>
	<b>19.824.896.512</b>	<b>19.014.170.287</b>

FUENTE: Estados contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001. Itaipú Binacional.

## 7.7. CUENTA DE RESULTADOS

La Cuenta de Resultados del año 2001 y 2002 se refleja a continuación:

**Cuadro 12.- Cuenta de Resultados 2001-2002 (US\$)**

	2001	2002
<b>INGRESOS OPERACIONALES</b>		
<b>Suministro de energía</b>		
Administración de Electricidad - ANDE	151.412.030	161.184.800
Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL	440.019.440	438.117.610
FURNAS Centrais Elétricas S.A.	1.845.999.050	1.838.128.110
<b>Total de suministro de energía</b>	<b>2.437.430.520</b>	<b>2.437.430.520</b>
<b>Compensación por cesión de energía</b>		
Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL	11.686.032	11.057.707
FURNAS Centrais Elétricas S.A.	49.048.169	46.390.894
<b>Total de la compensación por cesión de energía</b>	<b>60.734.201</b>	<b>57.448.601</b>
<b>Reembolso de los costos de energía adicional a la garantizada</b>		
Administración de Electricidad - ANDE		2.077.516
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS		32.599.638
<b>Total del reembolso de los costos de energía adicional a la garantizada</b>		<b>34.677.154</b>

	2001	2002
<b>Total de los ingresos operacionales</b>	<b>2.498.164.721</b>	<b>2.529.556.275</b>
<b>GASTOS OPERACIONALES</b>		
<b>Remuneración y resarcimiento</b>		
Royalties	306.836.657	289.843.002
Royalties - energía adicional a la garantizada		27.344.005
Resarcimiento de cargas de administración y supervisión	23.529.307	22.295.616
Resarcimiento de cargas de administración y supervisión energía adicional a la garantizada		2.103.385
Utilidades de capital	34.092.287	34.913.645
Compensación por cesión de energía	60.734.201	57.448.601
Compensación por cesión de energía adicional a la garantizada		5.229.764
<b>Total remuneración y resarcimiento</b>	<b>425.192.452</b>	<b>439.178.018</b>
<b>Otros gastos</b>		
Personal	167.916.578	144.673.264
Materiales y equipos	6.621.842	5.657.664
Servicios de terceros	25.370.588	27.149.002
Otros gastos operacionales	14.343.325	43.498.419
<b>Total otros gastos</b>	<b>214.252.333</b>	<b>220.978.349</b>
<b>Total de los gastos operacionales</b>	<b>639.444.785</b>	<b>660.156.367</b>
<b>RESULTADO DEL SERVICIO</b>	<b>1.858.719.936</b>	<b>1.869.399.908</b>
<b>INGRESOS FINANCIEROS</b>		
Renta de aplicaciones financieras	11.853.868	11.938.257
Cargas moratorias en facturas de energía	7.027.907	5.761.267
Otros ingresos financieros	11.351.722	15.498.060
<b>Total de los ingresos financieros</b>	<b>30.233.497</b>	<b>33.197.584</b>
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>		
Cargas de la deuda	<b>1.305.673.225</b>	<b>1.271.179.327</b>
Cargas capitalizables	493.910.679	147.112.035
Cargas no capitalizables	811.762.546	1.124.067.292
Variaciones monetarias	282.176.964	-231.907.939
Cargas sobre remuneraciones y resarcimientos	7.365.416	2.830.978
Otros gastos financieros	1.779	4.741
<b>Total de los gastos financieros</b>	<b>1.595.217.384</b>	<b>1.042.107.107</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>-1.564.983.887</b>	<b>-1.008.909.523</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL</b>	<b>293.736.049</b>	<b>860.490.385</b>
<b>INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES</b>		
Ingresos diversos	2.138.350	679.784
Gastos diversos	-12.351.055	-4.037.979
<b>Total resultado no operacional</b>	<b>-10.212.705</b>	<b>-3.358.195</b>
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>283.523.344</b>	<b>857.132.190</b>

FUENTE: Estados contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001. Itaipú Binacional.

## 7.8. CUENTA DE EXPLOTACIÓN

Las Cuentas de Explotación se indican del año 2001 y 2002 se refleja a continuación:

**Cuadro 13.- Cuenta de explotación (en US\$)**

	2001	2002
<b>INGRESOS</b>		
Ingresos provenientes de los contratos de prestación de los servicios de electricidad		
Entidad compradora paraguaya	151.412.030	161.184.800
Entidades compradoras brasileñas	2.286.018.490	2.276.245.720
Compensación por cesión de energía	60.734.201	57.448.601
Reembolso de los costos de energía adicional a la garantizada	0	34.677.154
<b>Total de los ingresos</b>	<b>2.498.164.721</b>	<b>2.529.556.275</b>
<b>COSTO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD</b>		
<b>Remuneración y Resarcimiento a las Altas Partes Contratantes y a las partes que constituyen la Itaipú</b>		
Utilidades de capital	34.092.287	34.913.645
Royalties	370.748.751	347.071.083
Royalties - energía adicional a la garantizada	0	27.344.005
Resarcimiento de las cargas de administración y supervisión	23.529.307	22.295.616
Resarcimiento de cargas de administración y supervisión energía adicional a la garantizada	0	2.103.385
Compensación por cesión de energía	60.734.201	57.448.601
Compensación por cesión de energía adicional a la garantizada	0	5.229.764
<b>Total de la remuneración y resarcimiento</b>	<b>489.104.546</b>	<b>496.406.099</b>
<b>Amortización de préstamos financieros</b>	<b>860.747.412</b>	<b>537.206.157</b>
<b>Cargas financieras de préstamos y financiamientos</b>	<b>811.762.546</b>	<b>1.231.414.273</b>
<b>Gastos de explotación</b>		
Personal	166.289.860	163.529.385
Materiales y equipos	7.639.884	9.824.592
Servicios de terceros	27.444.616	24.753.816
Otros gastos de explotación	18.395.166	17.817.969
<b>Total de los gastos de explotación</b>	<b>219.769.526</b>	<b>215.925.762</b>
<b>Total del costo del servicio de electricidad</b>	<b>2.381.384.030</b>	<b>2.480.952.291</b>
<b>RESULTADO DEL AÑO DE LA CUENTA DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>116.780.691</b>	<b>48.603.984</b>
<b>Saldo del ejercicio anterior</b>	<b>-9.092.065</b>	<b>107.688.626</b>
<b>Ajuste de ejercicios anteriores</b>		<b>12.721.726</b>
<b>RESULTADO ACUMULADO DE LA CUENTA DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>107.688.626</b>	<b>169.014.336</b>

FUENTE: Estados contables al 31 de Diciembre de 2002 y 2001. Itaipú Binacional.

## **ANEXO 7. ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ**

### **ÍNDICE**

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>2. HISTORIA .....</b>	<b>4</b>
2.1. DESDE SU CONCEPCIÓN HASTA SU PUESTA EN MARCHA .....	4
2.2. OPERACIÓN A COTA REDUCIDA .....	5
2.3. SITUACIÓN ACTUAL .....	5
2.3.1. COMISIÓN BINACIONAL.....	6
2.3.2. PLAN ESTRATÉGICO .....	6
2.3.3. PROYECTO HIDROELÉCTRICO COMPLEMENTARIO EN EL VERTEDERO AÑA CUÁ.....	10
2.3.4. ASUNTOS PENDIENTES CON EL CONTRATISTA DE LA OBRA CIVIL PRINCIPAL.....	10
<b>3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS .....</b>	<b>11</b>
<b>4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>18</b>
4.1. ENERGÍA GENERADA EN LA CENTRAL .....	18
4.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN PARAGUAY .....	19
<b>5. PRODUCCIÓN.....</b>	<b>20</b>
5.1. PRODUCCIÓN HISTÓRICA.....	20
5.2. PRODUCCIÓN PARA EL FUTURO .....	22
5.2.1. NIVELES DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL .....	22
5.2.2. ENERGÍA GENERADA PARA CADA LEY DE OPERACIÓN.....	23
5.2.3. PRODUCCIÓN ESPERADA EN YACYRETÁ.....	24
5.2.4. CENTRAL HIDROELECTRICA DEL BRAZO AÑA CUÁ .....	25
5.2.5. PRODUCCIÓN CONJUNTA ESPERADA.....	26
<b>6. TRATADO.....</b>	<b>27</b>

6.1. OBJETO .....	27
6.2. COMPONENTES DEL TRATADO.....	27
6.3. CONSTITUCIÓN DE LA ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ.....	28
6.4. COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA .....	29
6.4.1. ASPECTOS DEFINIDOS EN EL TRATADO Y SUS ANEXOS.....	29
6.4.2. NOTA REVERSAL DE 9 DE ENERO DE 1992 .....	31
<b>7. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS .....</b>	<b>33</b>
7.1. FACTURACIÓN .....	33
7.2. PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA.....	33
7.3. REMUNERACIÓN, RESARCIMIENTO Y COMPENSACIÓN .....	34
7.3.1. COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA.....	34
7.3.2. CÁLCULO DE LA COMPENSACIÓN EN RAZÓN DEL TERRITORIO INUNDADO.....	35
7.3.3. UTILIDADES POR PARTICIPACIÓN EN EL CAPITAL INTEGRADO .....	35
7.3.4. RESARCIMIENTO DE GASTOS.....	35
7.4. PRÉSTAMOS Y FINANCIAMIENTOS.....	35
7.4.1. DEUDA CONTRAÍDA.....	35
7.4.2. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO .....	36
7.5. PLAN FINANCIERO.....	37
7.5.1. METODOLOGÍA EMPLEADA .....	37
7.5.2. FUENTES DE FONDOS .....	37
7.5.3. USOS DE FONDOS .....	39
7.5.4. RESULTADOS OBTENIDOS.....	41
7.6. BALANCES GENERALES.....	42
7.7. CUENTA DE RESULTADOS.....	44

## 1. INTRODUCCIÓN

La central hidroeléctrica de Yacyretá, por su potencial hidroeléctrico y la problemática asociada a su situación económico - financiera constituye un importante en el análisis detallado dentro del sector energético de Paraguay.

Es por ello por los que dentro de los estudios que conducen a la elaboración del Plan Estratégico del Sector Energía de la República del Paraguay para el periodo 2004 – 2013 se incluye el presente documento que tiene como finalidad profundizar en su estudio.



## **2. HISTORIA**

### **2.1. DESDE SU CONCEPCIÓN HASTA SU PUESTA EN MARCHA**

El proyecto de Yacyretá se marca como objetivos:

- Desarrollar el potencial hidroeléctrico del Río Paraná en la vecindad de las Islas Yacyretá y Apipé.
- Mejorar la navegación en el área de Yacyretá, en el Río Paraná.
- Contar con un alerta de crecidas mediante un sistema de monitoreo.
- Promover el desarrollo de la región, mediante la industrialización, irrigación, etc.

El 1 de febrero de 1926 se firma en Washington (EE.UU.) el Protocolo Argentino-Paraguayo relativo a la utilización de los Saltos de Apipé.

Posteriormente, el 23 de enero de 1958, se concreta el convenio entre la República Argentina y la del Paraguay para el estudio del aprovechamiento del río Paraná a la altura de las islas Yacyretá y Apipé, que establece la creación de una Comisión Mixta Técnica Argentino-Paraguaya que tendrá a su cargo la realización del mencionado estudio.

El 3 de diciembre de 1973 en Paraguay, se firma el Tratado de Yacyretá, por el cual tanto Paraguay como Argentina se comprometen a emprender en común la obra destinada al aprovechamiento hidroeléctrico del río Paraná a la altura de la isla Yacyretá; al mejoramiento de su navegabilidad en la zona y la regulación de su caudal en caso necesario, para disminuir los efectos de las inundaciones en los momentos de crecidas extraordinarias.

Con tal fin deciden crear en condiciones igualitarias para ambas partes un Ente Binacional llamado Yacyretá, al cual se le asigna la capacidad jurídica y responsabilidad técnica para realizar los estudios y proyectos de las obras mencionadas y para la dirección, ejecución, puesta en marcha y explotación de las mismas, como una unidad técnico-económica.

Cabe destacar el Acuerdo Tripartito entre Paraguay, Brasil y Argentina, de 19 de Octubre de 1979, “para el aprovechamiento de los recursos hídricos en el trecho del río Paraná desde el Salto del Guairá o Sete Quedas hasta la desembocadura del río de la Plata”, que establece los niveles del río y las variaciones permitidas para las centrales en la cuenca común de los tres países.

El 3 de diciembre de 1983 se inició la construcción del Complejo Yacyretá.

El 26 de abril de 1989 en Ituzaingó (Argentina) se firmaron las notas reversales que definen el esquema definitivo de las obras de protección de los valles de los arroyos afluentes al Embalse en margen derecha (Paraguay).

El 2 de septiembre de 1994 se pone en funcionamiento la primera turbina y comienza así la generación de energía.

La vigésima y última turbina entra en operación el 7 de julio de 1998.

## **2.2. OPERACIÓN A COTA REDUCIDA**

A mediados de 1991, ante la falta de fondos para completar las obras de relocalización y acciones de mitigación a sus cota de diseño, se desarrolló el Estudio de Operación a Cota Reducida. Una vez estudiadas diferentes alternativas en las que se evaluaron costos (pérdida de generación de energía respecto a la cota definitiva) y beneficios (ahorro financiero resultante de la postergación de determinadas obras).

Se determinó que la solución más conveniente era operar un año a cota 76 m s.n.m. y tres años a cota 78 m s.n.m. para pasar posteriormente a la cota definitiva de operación. Sin embargo y pese a cumplir el primer hito con éxito, la operación se puso en marcha en Septiembre de 1994, las obras previstas para pasar a cota 78 m s.n.m. en Septiembre de 1995, con una duración estimada de tres años, no se ejecutaron.

## **2.3. SITUACIÓN ACTUAL**

De este modo, desde su puesta en marcha, la central ha operado a una cota de menor de la proyectada. Como consecuencia se han obtenido niveles de producción en torno al 60% de los inicialmente previstos.

Esta situación no se ha corregido hasta ahora debido fundamentalmente a la falta de entendimiento entre los Gobiernos de Paraguay y Argentina. Los problemas social y medioambiental, la falta de financiación para acometer el proyecto y la crisis argentina han contribuido negativamente a ello.

Recientemente se están realizando avances para revertir esta situación, en especial tras las recientes negociaciones argentino - paraguayas. En este sentido cabe destacar:

- Plan Estratégico de Yacyretá 2002.
- Creación de una comisión binacional que empezó a funcionar el 29/12/2003 cuyos objetivos principales son la finalización de las obras complementarias para así poder elevar la cota y la actualización del tratado original de Yacyretá de 1973 en cuestiones relacionadas con tarifas, venta de energía y deuda, entre otros temas.

El Tratado, que fue redactado en 1973 y perfeccionado a través de cartas Reversales, la última de 1992. Se está avanzando en su actualización tratando de rediseñar el modelo de funcionamiento de la empresa binacional teniendo en cuenta que, si bien aún realiza obras, su verdadera esencia y su destino es ser estrictamente una gran generadora de energía.

Otros puntos como son el proyecto hidroeléctrico complementario en el Brazo Aña Cuá y el litigio existente con ERIDAY-UTE, contratista de la obra principal, merecen prestarles atención.

### **2.3.1. COMISIÓN BINACIONAL**

Se está trabajando en tres niveles:

La Coordinación Bilateral a cargo de los Ministros de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Argentina, y de Obras Públicas y Comunicaciones del Paraguay.

El Grupo Negociador, integrado por representantes ministeriales de ambos países, el Secretario de Energía de la Argentina y el Presidente de la ANDE (Paraguay), Director Ejecutivo y Consejeros de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY).

El Grupo de Estudios Técnicos, subdividido en tres Subgrupos que tratan, entre otros temas, la actualización del Estatuto de la EBY, la terminación de las obras de Yacyretá y la construcción de la Central Hidroeléctrica complementaria de Aña Cuá, así como los aspectos económicos y financieros.

### **2.3.2. PLAN ESTRATÉGICO**

El Plan, aprobado por resolución C.A. Nº 1293 (30-07-02) y cuyas características distintivas consisten en un nuevo modelo de Gestión y una estructura innovadora, cubre aspectos múltiples tales como la optimización de recursos, la atención a las cuestiones ambientales, la especial dedicación a las cuestiones sociales y el objetivo primordial de incrementar la producción de la Central Hidroeléctrica en un 60%: 19.682 GWh anuales frente a los 12.335 GWh que generó en 2002.

### **Necesidad de un nuevo modelo de gestión**

El modelo de gestión que existía se analizó profundamente para la elaboración del Plan Estratégico de Yacyretá observándose la necesidad de desarrollar un nuevo modelo de gestión.

La entidad, a lo largo del tiempo, se vio sujeta a inestabilidades en su gestión. Desde un punto de vista técnico no fueron demasiado importantes. Sin embargo, desde una perspectiva financiera, administrativa y política dichas perturbaciones se hicieron notar con gran intensidad, contribuyendo a ello:

- Ausencia de un planeamiento estratégico formalizado. No ha habido una visión estratégica sujeta a las modificaciones ocasionadas por los importantes cambios registrados en el entorno del proyecto en casi treinta años de ejecución del mismo.
- Una estructura organizativa carente de efectividad y potenciada precisamente por la falta de una estrategia formalizada.
- Carencia de una gestión efectiva salvo limitadas excepciones acotadas en el tiempo. Esta situación es consecuencia de una falta de estrategia clara y de las deficiencias en la estructura.

### **Necesidad de finalización de las obras**

La necesidad de finalizar el proyecto Yacyretá a la cota de diseño surgió, además, de estudios y análisis que determinaron lo siguiente:

- la operación a cota reducida no brinda protección contra las inundaciones en las ciudades de Encarnación y Posadas, y aumenta el riesgo de daños en los taludes de las presas;
- las turbinas trabajan con saltos menores al de diseño con rendimientos que no son los óptimos. Se encuentran además sujetas a mayores vibraciones y trabajan fuera de su rango hidráulico de diseño provocando cavitación en álabes y anillo de descarga del tubo de aspiración. Asimismo las vibraciones producidas afectan a la estructura de la obra civil de la casa de máquinas y al equipamiento electromecánico, pudiendo producir fatiga de los componentes.
- a mayores demoras en la ejecución de los planes de acción social, mayor riesgo de aumento de conflictos;
- los principales impactos ambientales ya se han producido y están siendo manejados y mitigados como corresponde;
- la operación a cota 76 y cualquiera otra menor que la cota definitiva prevista (83) incumple los acuerdos binacionales alcanzados por no completar las obras y acciones comprometidas en el Tratado de Yacyretá;

- como el embalse debió operar a cota 78 desde septiembre de 1995 y a cota 83 a partir de septiembre de 1998 (Nota Reversal de 09/01/1992), la EBY dejó de facturar una suma del orden de US\$ 750 millones de energía incremental no producida. Hasta que finalicen las obras de acuerdo con el Plan Estratégico 2002, se habrán dejado de facturar US\$ 965 millones.

Las inversiones detalladas en el Plan son altamente rentables y tienen cortos períodos de recuperación de la inversión debido a que las erogaciones principales ya han sido realizadas. Su financiamiento es facilitado por los ingresos procedentes de la generación de energía que irán gradualmente en aumento a medida en que se cumplan los recrecimientos parciales de la cota del embalse en la forma programada.

Las obras de infraestructura, comunicación y transporte programadas impactarán directa e indirectamente en la generación de empleos<sup>1</sup>, la reactivación económica y el bienestar de la comunidad.

### **Objetivos del Plan**

El Plan tiene como objetivo general alcanzar, en siete años, el máximo nivel de productividad manteniendo una adecuada interacción con el entorno social y ambiental, mediante una gestión que optimice la utilización de los recursos.

Las actividades generales a tal efecto son las siguientes:

- Finalizar las obras del eje Posadas-Encarnación.
- Finalizar las obras de protección de los arroyos Aguapey y Tacuary (Paraguay).
- Finalizar las obras en Carmen del Paraná (Paraguay).
- Completar otras obras del proyecto.
- Concretar las Acciones Medio Ambientales.
- Concretar las Acciones Sociales y de Relocalización.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> El conjunto de obras y acciones incluidas en la terminación del Proyecto Yacyretá demanda 238.000 meses-hombre de mano de obra directa, con un máximo empleo simultáneo de 5.834 personas. El indirecto se estima en 10.400 puestos de trabajo en la zona de obras y 7.700 adicionales en ambos países.

<sup>2</sup> El Proyecto Yacyretá involucra a 16.875 familias, que representan un contingente poblacional de aproximadamente 80.000 personas. De ese total 5.378 (32%) fueron relocalizadas en etapas anteriores y para el llenado del embalse a su cota final de diseño, será necesario el tratamiento de un total, para ambas márgenes, de 11.497 familias urbanas, semi - urbanas y rurales.

## Programa de elevación del embalse

El Plan para concluir Yacyretá prevé 1167 obras y acciones interrelacionadas para poder recrecer el embalse en forma gradual hasta alcanzar la cota final de diseño en el año 2008. De esta forma se elevará la cota del embalse por etapas y se pasará de la actual operación de la central a 76 metros sobre el nivel del mar, a la cota de 83 m.s.n.m. para la que fue diseñada y construida.

Las fechas marcadas por el Plan para el recrecimiento del embalse son las siguientes:

- Cota 78,0 m SNM                      17/10/2004
- Cota 80,0 m SNM                      31/12/2006
- Cota 82,0 m SNM                      31/12/2007
- Cota 84,0 m SNM                      26/06/2008

(Cotas de Relocalización en el Eje Encarnación-Posadas)

En este momento existen obras y acciones en ejecución por valor de 50 millones de dólares y en proceso de licitación por otro tanto, y las necesarias para elevar el nivel del embalse hasta su cota definitiva se estimadas en 500 millones de dólares.

Inicialmente la comisión binacional tendrá como objetivo principal la finalización de las obras complementarias que hace falta construir en Posadas y Encarnación.<sup>3</sup> Parte de las obras y acciones se encuentra en ejecución o en proceso licitatorio. En torno a este punto, para concretarlo se manejan varias alternativas:

- Licitación para que un grupo de empresas privadas se haga cargo del trabajo y recupere su inversión con la energía incremental producida por la presa.
- Solicitud de nueva financiación al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) o bancos privados.
- Creación de partidas anuales en el presupuesto argentino que permitan terminar las infraestructuras pendientes.

En cuanto a las obras de protección del valle del Arroyo Agupey, necesarias para elevar el nivel del embalse sin inundar una parte del territorio paraguayo, se realizarán en dos etapas, por un total de 60 millones de dólares que serán financiados con créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

La primera etapa consiste en la construcción de un canal de enlace de 12,5 km

---

<sup>3</sup> Por ejemplo, las defensas costeras y trabajos de saneamiento en Posadas y Encarnación, caminos y puentes, viviendas para el reasentamiento de miles de familias.

de longitud para la derivación de las aguas, una estructura de control con puente y la relocalización de la vía 5B. La inversión es de 45 millones de dólares y el plazo previsto para la ejecución de las obras es de 40 meses.

La segunda etapa prevé completar la presa Aguapey, que tendrá una longitud de 4.300 m y se llegará a una cota de coronamiento de 86,45 m. Además se construirá una toma de riego de 5 m<sup>3</sup> de capacidad. La inversión es de 15 millones de dólares.

### **2.3.3. PROYECTO HIDROELÉCTRICO COMPLEMENTARIO EN EL VERTEDERO AÑA CUÁ**

El proyecto contempla la construcción de una central complementaria que sumará una potencia instalada de 250 MW y producirá 1.914 GWh año a cota 83. La central aprovechará el caudal ecológico que debe pasar por el brazo Aña Cuá y no supondrá nuevas áreas inundadas.

En principio su ejecución estará a cargo de capital privado, a su exclusivo riesgo y sin ninguna clase de garantía de los Gobiernos. La inversión estimada es del orden de US\$ 240 millones y se recuperará con la venta del volumen de energía a proponer por el contratista.

### **2.3.4. ASUNTOS PENDIENTES CON EL CONTRATISTA DE LA OBRA CIVIL PRINCIPAL**

Existen diferencias entre la EBY y ERIDAY-UTE sobre el contrato Y-C1 Obras Civiles Principales y el Convenio de Operación y Mantenimiento de Campamentos. De común acuerdo (Compromiso Arbitral) se eligió a la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional con sede en París que designó, de acuerdo a su Reglamento, al Tribunal interviniente en función de dicho Compromiso Arbitral.

### 3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

La central hidroeléctrica de Yacyretá se encuentra localizada en el río Paraná, donde el río circula de Este a Oeste, en la misma frontera entre Paraguay y Argentina, al S.E. de la primera y al N.E. de la segunda. Se sitúa a unos 2 km de los rápidos de Apipé, próxima a la ciudad de Ayolas (Departamento de Misiones, Paraguay) e Ituzaingó (Provincia de Corrientes Argentina).

Se compone de una Presa de materiales sueltos, mediante la cual se efectúa el cierre del río a la altura de Ituzaingó (Argentina) y hasta San Cosme (Paraguay).

En el Brazo Principal del río Paraná se encuentra la central, equipada con 20 turbinas de una potencia instalada de 3.200 MW; un vertedero provisto de 18 compuertas radiales y una esclusa de navegación.

En el Brazo Aña-Cuá del mismo río, se levanta un vertedero dotado de 16 compuertas radiales, que junto con el vertedero principal, serán capaces de verter hasta 95.000 m<sup>3</sup>/segundo.

En ambas márgenes se encuentran instaladas tomas de riego, con una capacidad máxima de 109 m<sup>3</sup>/s cada una, que permitirán el desarrollo por regadío de las tierras aptas adyacentes.



FUENTE: Yacyretá

En la margen paraguaya se han previsto obras de protección de las cuencas de los arroyos Aguapey y Tacuary, consistentes en presas de materiales sueltos y canal de drenaje y protección del pueblo de Carmen del Paraná, como también la construcción de un puerto comercial.

Sus datos más relevantes son los siguientes:

## RÍO

Río	Paraná
Extensión	4.300 km <sup>2</sup>
Área total de la cuenca	3.000.000 km <sup>2</sup>
Área del drenaje	970.000 km <sup>2</sup>
Caudal	
Promedio 1901/2000	12.480 m <sup>3</sup> /s
Promedio 1971/2000	14.580 m <sup>3</sup> /s
Caudal máximo registrado	53.000 m <sup>3</sup> /s
Caudal máximo probable afluente al embalse	95.000 m <sup>3</sup> /s

## EMBALSE

Regulación inferior a mensual (sin acumulación)

Longitud con nivel máximo normal	342 km
Superficie con nivel máximo normal	1.587 km <sup>2</sup>
En Paraguay	962 km <sup>2</sup>
En Argentina	625 km <sup>2</sup>
Capacidad de almacenamiento	16.156 hm <sup>3</sup>
Niveles de operación	
Nivel máximo normal (actual)	76 m
(1ª elevación)	78 m
(final)	83 m
Nivel máximo de llenado	84,5 m
Nivel mínimo de operación	74,5 m
Salto neto Normal (cota 76)	14,5 m

Normal	(cota 83)	21,3 m
Máximo		24,1 m
Mínimo		19,5 m

## OBRA CIVIL



### Presas

De izquierda a derecha

Presas lateral izquierda (hasta esclusa de navegación).

Presas de cierre del brazo principal (desde esclusa de navegación hasta vertedero principal).

Presas isla Yacyretá (desde central hasta vertedero Aña Cuá).

Presas de cierre del brazo Aña Cuá (desde vertedero Aña Cuá hasta presas lateral derecha).

Presas lateral derecha.

Tipo Tierra, sección homogénea y otra zonificada con núcleo impermeable y espaldones de arena.

Longitud total 64,7 km

Cota de coronamiento 86 m

Cota mínima de fundación 44 m

Altura sobre fundación	entre 9 y 42 m
Volumen de hormigón	3.400.000 m <sup>3</sup>
Volumen total de materiales sueltos	65.923.800 m <sup>3</sup>

### **Canal lateral**

Longitud	36 km
----------	-------

Función la presa lateral derecha intercepta los drenajes pluviales provenientes de costa firme paraguaya que desembocan en el Brazo Aña Cuá. Para reencauzarlos, paralelo a la presa se ha construido un canal lateral de unos 36 km de longitud, que los descarga aguas abajo del Vertedero Aña-Cuá.

### **Vertedero Principal**

Tipo Frontal con canal de aproximación y pileta de quietamiento

Operación	Servomotores hidráulicos
Capacidad máxima de descarga	55.000 m <sup>3</sup> /s
Compuertas radiales	18 unidades de 20,50 m x 15,00 m
Ancho total	342 m
Longitud total (corredera + cresta)	100 m

### **Vertedero Aña Cuá**

Tipo Frontal con canal de aproximación y pileta de quietamiento

Operación	Servomotores hidráulicos
Capacidad máxima de descarga	40.000 m <sup>3</sup> /s
Compuertas radiales	16 unidades de 18,30 m x 15,00 m
Ancho total	304 m
Longitud total (corredera + cresta)	90 m

### **Esclusa de Navegación**

Longitud total del cuenco	270 m
---------------------------	-------

Longitud útil	236 m
Ancho total del cuenco	27 m
Calado mínimo	3,66 m
Compuertas aguas abajo	plana de rodillos de 31,30 m x 15,40 m
Compuertas aguas arriba	dos hojas de 9,33 m x 27,73 m



### **Tomas de riego**

Número	2
Ubicación	en ambos márgenes (Paraguay y Argentina)
Caudal	109 m <sup>3</sup> /s

### **Escala de peces**

Número	4
Ubicación	a cada lado de la central y en las unidades 7 y 14 prevista además otra en el brazo Aña Cuá
Tipo	Ascensores

## EDIFICIO DE LA CENTRAL



Número de grupos	20
Longitud	808 m
Ancho	80 m
Altura máxima	70 m



## EQUIPOS DE LA CENTRAL

### Turbinas

Tipo	Kaplan eje vertical
Caudal nominal	794 m <sup>3</sup> /s

Caudal máximo	830 m <sup>3</sup> /s
Caudal mínimo	376 m <sup>3</sup> /s
Salto nominal	21,3 m
Potencia nominal (actual)	90 MW
(futuro)	154 MW
Velocidad	71,4 rpm

### **Alternadores**

Potencia nominal	172,5 MVA
Factor de potencia	0,9

### **Transformadores de potencia**

Transformador trifásico por cada grupo	
Potencia nominal	172,5 MVA
Tensión	13,2 – 500 kV
Refrigeración	OF-AF

### **COMPLEMENTO DE AÑA CUÁ (futuro)**

Número de grupos	3
Duración construcción	3,5 años

### **Turbinas**

Tipo	Kaplan eje vertical
Potencia nominal	85 MW

## 4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

### 4.1. ENERGÍA GENERADA EN LA CENTRAL

Cada grupo de generación se conecta a un transformador en 13,2 kV por medio de barras blindadas aisladas en aire.

Los transformadores elevadores son trifásicos con 172,5 MVA de relación 13,2/500 kV del tipo intemperie y refrigeración a aceite forzado-aire forzado. Se encuentran también en uso dos autotransformadores de 500/220 kV para alimentar las líneas a Paraguay en esta última tensión.<sup>4</sup>

El sistema de maniobras de la central en 500 kV es del tipo blindado, aislado con gas inerte SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre). Cuenta con un doble juego de barras colectoras dispuestas de tal modo de asegurar el suministro a los sistemas de transmisión de ambos países en forma interconectada.

El sistema de alta tensión se ubica aguas abajo de la central, sobre la plataforma de los tubos de aspiración y termina en sendos pórticos de salida de líneas, en los extremos de la central y en un pórtico intermedio entre las unidades n° 10 y n° 11.

En total salen las siguientes líneas:

- 3 líneas de 500 kV transportando la energía generada a la subestación ubicada en Rincón Santa María (próxima a Ituzaingó) que interconecta la central con el sistema de Transmisión Argentino.

Desde la Estación Rincón de Santa María, dos líneas de 500 kV se conectan a la red nacional en Salto Grande (Concordia, Provincia de Entre Ríos) y en Puerto Bastiani (Provincia del Chaco), operadas por Litsa y Yacylec respectivamente.

Otra vinculación de 80 kilómetros hasta Posadas alimenta al Sistema Eléctrico de la Provincia de Misiones.

- 1 línea de 500 kV de reciente construcción (finalizada a principios de 2004) hacia la subestación ubicada en Ayolas que exporta la energía al Sistema de Transmisión Paraguayo.

---

<sup>4</sup> Con la puesta en servicio de la línea de 500kV entre Yacyretá y Ayolas se espera alimentar en un futuro en esta tensión.



#### 4.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN PARAGUAY

La energía de Yacyretá transmitida hacia Paraguay, se inyecta al sistema de transmisión paraguayo a través de la Subestación de Ayolas.

En la actualidad, de esta subestación salen tres líneas de 220 kV, dos para la subestación denominada San Patricio y una para la subestación Villalbín.

## 5. PRODUCCIÓN

### 5.1. PRODUCCIÓN HISTÓRICA

Desde la puesta en operación del primer grupo año tras año se ha incrementado la producción anual de energía como se muestra en la tabla siguiente:

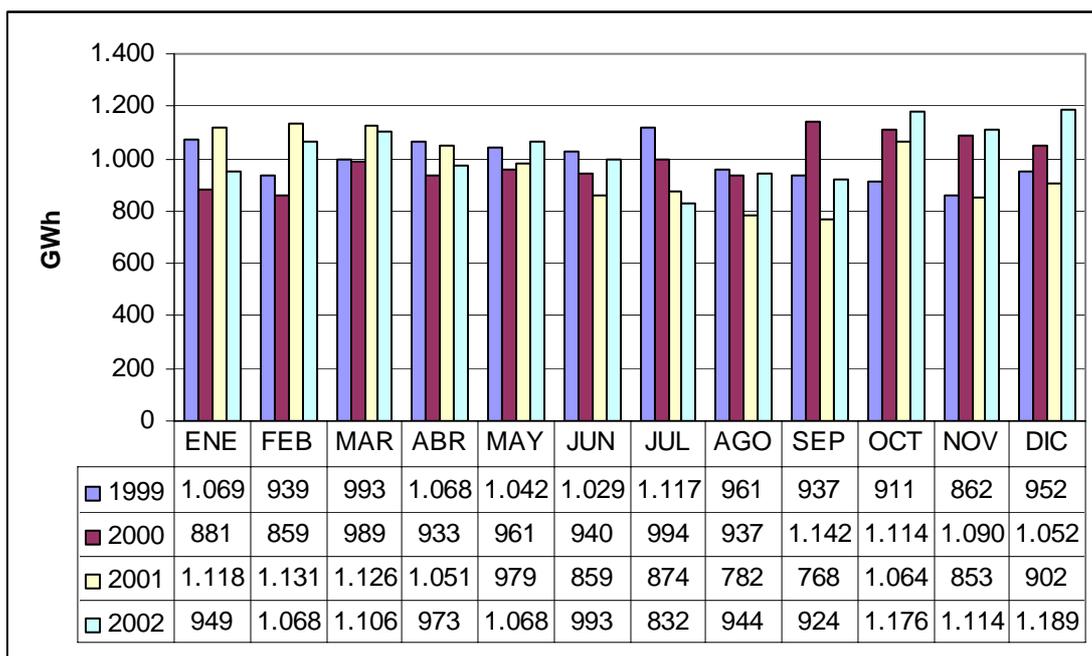
**Cuadro 1.- Producción anual y unidades instaladas 1994-2003**

Año	Nº unidades instaladas	Producción anual de energía (GWh)
1994	0-2	355
1995	2-7	3.792
1996	7-12	6.338
1997	12-17	10.242
1998	17-20	11.734
1999	20	11.879
2000	20	11.890
2001	20	11.507
2002	20	12.335
2003	20	12.032

FUENTE: Entidad Binacional Yacyretá.

La distribución mensual durante los años 1999 a 2002 fue la siguiente:

**Gráfico 1.- Producción mensual 1999-2002**



FUENTE: Entidad Binacional Yacyretá.

El suministro anual de energía en el 2001 y 2002 para cada una de las compañías, Administración Nacional de Electricidad de Paraguay y Emprendimientos Energéticos Binacionales, S.A. (EBISA) de Argentina se indica a continuación. En 2002, de los 12.335 GWh, el 99,60% fueron suministrados a Argentina a través de EBISA y solamente el 0,40% restante a Paraguay.

**Cuadro 2.- Suministro de energía para las distintas compañías en 2002 (MWh)**

	PARAGUAY ANDE		ARGENTINA EBISA		TOTAL
<b>2001</b>	85.818	0,75%	11.421.636	99,25%	11.507.454
<b>2002</b>	48.819	0,40%	12.286.516	99,60%	12.335.335

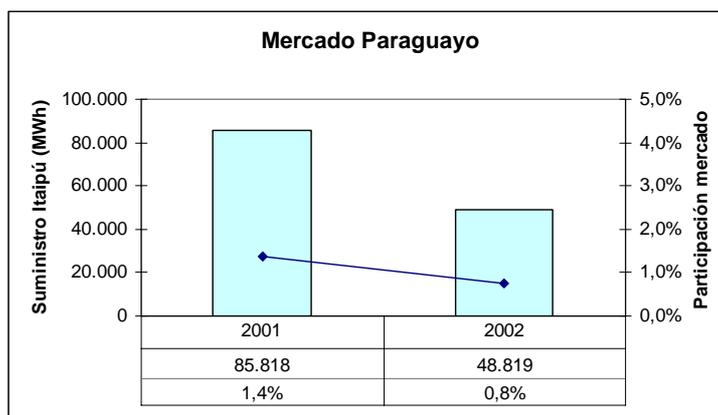
FUENTE: Balance General al 31 de Diciembre de 2001 y 2002. Entidad Binacional Yacyretá.

Yacyretá es la principal generadora de energía eléctrica que abastece el mercado argentino. Aún operando al 60% de su potencia es la principal fuente

que provee al Sistema Argentino de Interconexión al que provee actualmente el 16% de la demanda. Representa, a su vez, un tercio de la energía de origen hidroeléctrico del mercado mayorista. Su participación se espera que se eleve al 25% cuando funcione a toda potencia en 2008. Esto permite comprender mejor por qué concluir el proyecto es de alto interés general.

En cuanto al mercado paraguayo, la participación en los últimos años se indica a continuación.

**Gráfico 2.- Participación de Yacyretá en el mercado paraguayo**



## 5.2. PRODUCCIÓN PARA EL FUTURO

### 5.2.1. NIVELES DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL

Dada el acontecer histórico ocurrido en Yacyretá, conviene prestar especial atención a la Ley de Operación, entendiéndose ésta como la relación entre el caudal afluente y la cota retenida en la cabecera del embalse, de tal forma que se puedan mantener los niveles en los puntos de control establecidos dentro de los límites deseados.

### **Ley de Operación original**

La Ley de Operación original del embalse preveía que éste se operara manteniendo el nivel en la central del Brazo Principal constante a la cota 82,0. Este nivel se mantenía hasta caudales extraordinariamente altos.

### **Ley de Operación a Cota Definitiva**

La Ley de Operación a Cota Definitiva modificaba la original con el fin de optimizar recursos. Para esta ley, los niveles en la Central se deducen a partir de los caudales afluentes, de modo que en todo momento se cumpla la condición de mantener en Encarnación-Posadas el nivel de agua 83 m s.n.m teniendo en cuenta el efecto de remanso a lo largo de los 90 km que separan la Central y dichas ciudades.

### **Leyes de Operación a Cota Reducida**

Las Leyes de Operación a Cota Reducida buscan lo anteriormente expuesto para las diferentes cotas de Relocalización, fijándose para cada una de ellas un nivel de agua en Encarnación-Posadas y tomando un resguardo adecuada respecto a dicha cota. Los resguardos considerados son variables en función de la Cota de Relocalización. En la siguiente tabla se presentan los niveles normales para cada una de las Leyes establecidas. En la actualidad se está aplicando la de cota 76.

Cota Relocalización (m s.n.m.)	76	77	78	79	80	81	82	83	84
Nivel de Agua (m s.n.m.)	75,9	76,5	77,3	78	79	80	81	82	83

Todas las curvas presentan un descenso del nivel en la cabecera del embalse a medida que aumenta el caudal entrante. Este descenso se ve interrumpido cuando el nivel del embalse en la Central alcanza el nivel correspondiente a la curva de descarga conjunta y libre de los vertederos. Para cada caudal este es el nivel mínimo que se puede materializar en la cabecera del embalse sin considerar la colaboración de la descarga de la Central.

### **5.2.2. ENERGÍA GENERADA PARA CADA LEY DE OPERACIÓN**

Dentro de los estudios correspondientes a la elaboración del Plan Estratégico de Yacyretá se procedió a la obtención de las producciones esperadas para

cada uno de los niveles de operación.

A continuación se exponen los resultados:

**Cuadro 3.- Producción esperada para cada uno de los niveles**

<b>Cota de Relocalización (m s.n.m.)</b>	<b>Energía Media Anual (GWh/año)</b>	<b>Incremento Anterior (GWh/año)</b>	<b>Incremento Cota 76 (GWh/año)</b>	<b>Diferencia Cota 84 (GWh/año)</b>
76	11.504	0	0	8.178
77	12.057	553	553	7.626
78	12.937	880	1.433	6.745
79	13.943	1.006	2.439	5.740
80	15.179	1.236	3.675	4.503
81	16.409	1.230	4.906	3.273
82	17.620	1.210	6.116	2.063
83	18.737	1.117	7.233	946
84	19.682	946	8.178	0

NOTA: Caudal ecológico Aña Cuá 1.500 m<sup>3</sup>/s.  
Serie hidrológica 1971 – 2001.  
19 máquinas en operación.  
Factor de disponibilidad 0,98.

La producción media anual en las condiciones actuales es de 11.504 GWh mientras que para la cota definitiva es de 19.682 GWh. Esto supone que el manteniendo la cota actual sin alcanzar definitiva se dejan de generar 8.178 GWh anuales.

### 5.2.3. PRODUCCIÓN ESPERADA EN YACYRETÁ

Se toma como base las previsiones realizadas en el Plan Estratégico de Yacyretá del 2002, en el que se prevé una elevación paulatina de la cota del embalse a diferentes niveles hasta alcanzar la cota definitiva. En la siguiente tabla se muestra las fechas de comienzo y fin del recrecimiento para cada una de las cotas, los incrementos de energía que se producen año por año. Los resultados corresponden a la generación media de energía anual resultantes de cada cota de recrecimiento.

**Cuadro 4.- Producciones anuales esperadas (GWh)**

Etapas de recrecimiento	Fecha inicio	Fecha fin	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
cota 76			11.750	11.750	11.750	11.750	11.750	11.750	11.750	11.750	11.750	11.750
incremento cota 78	18/10/04	31/12/04	241	1.187	1.187	1.187	1.187	1.187	1.187	1.187	1.187	1.187
incremento cota 80	31/12/06	31/12/06				2.242	2.242	2.242	2.242	2.242	2.242	2.242
incremento cota 82	31/12/07	31/12/07					2.441	2.441	2.441	2.441	2.441	2.441
incremento cota 84	26/06/08	31/12/08					893	2.062	2.062	2.062	2.062	2.062
<b>Producción total</b>			<b>11.991</b>	<b>12.937</b>	<b>12.937</b>	<b>15.179</b>	<b>18.513</b>	<b>19.682</b>	<b>19.682</b>	<b>19.682</b>	<b>19.682</b>	<b>19.682</b>
<b>Producción incremental</b>			<b>241</b>	<b>1.187</b>	<b>1.187</b>	<b>3.429</b>	<b>6.763</b>	<b>7.932</b>	<b>7.932</b>	<b>7.932</b>	<b>7.932</b>	<b>7.932</b>

#### 5.2.4. CENTRAL HIDROELECTRICA DEL BRAZO AÑA CUÁ

En el estado natural, la tercera parte del caudal del río Paraná transcurría por el Brazo Aña Cuá. La situación se modificó por la implantación de la central del brazo principal.

Los estudios realizados determinaron la permanencia de un caudal mínimo ecológico de 1.500 m<sup>3</sup>/s en el brazo Aña Cuá. Con el fin de aprovechar energéticamente tanto este caudal como el resto de las descargas normales que sucedan en este brazo se ha previsto la construcción de una central hidroeléctrica de una potencia de 250 MW.

La energía que se espera producir se indica a continuación:

**Cuadro 5.- Producción esperada de la nueva central para cada uno de los niveles**

Cota de Relocalización (m s.n.m.)	Energía Media Anual (GWh/año)	Incremento Anterior (GWh/año)	Incremento Cota 76 (GWh/año)	Diferencia Cota 84 (GWh/año)
76	990	0	0	924
77	1.090	100	100	824
78	1.246	156	256	668
79	1.337	91	347	577
80	1.455	118	465	459
81	1.577	122	587	337
82	1.695	118	705	219
83	1.807	112	817	107
84	1.914	107	924	0

### **5.2.5. PRODUCCIÓN CONJUNTA ESPERADA**

Cuando concluya la ejecución del plan para finalizar el proyecto y con la instalación de tres nuevas turbinas en una central complementaria en el Brazo Aña Cuá, se habrá elevado la producción conjunta a 21.596 GWh anuales.

De ellos, 19.682 GWh corresponderán a la central del Brazo Principal y 1.914 GWh a la Central complementaria del Brazo Aña.

## **6. TRATADO**

### **6.1. OBJETO**

El 3 de Diciembre de 1973, la República del Paraguay y la República Argentina firmaron el Tratado de Yacyretá “para el aprovechamiento hidroeléctrico, el mejoramiento de las condiciones de navegabilidad del río Paraná a la altura de la isla Yacyretá y, eventualmente, la atenuación de los efectos depredadores de las inundaciones producidas por crecidas extraordinarias”.

El Tratado fue sancionado y promulgado por Ley Nº 433 del 28 de Diciembre de 1973 del Congreso Nacional Paraguayo y sancionado el 6 de Febrero de 1974 y promulgado el 22 de Febrero de 1974 por Ley Nº 20.646 del Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina.

### **6.2. COMPONENTES DEL TRATADO**

El Tratado, compuesto por 25 artículos incluye tres anexos:

- Anexo A: Estatuto de la Entidad Binacional denominada Yacyretá.
- Anexo B: Descripción general de las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y al mejoramiento de las condiciones de navegabilidad y de las obras complementarias para el aprovechamiento del río Paraná.
- Anexo C: Bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad de la Yacyretá.

Existen además notas reversales que revisan posteriormente el Tratado. El mecanismo de emisión de Notas Reversales es un instrumento diplomático mediante el cual pueden adecuarse determinadas materias del Tratado de Yacyretá, y toma la forma de comunicaciones de idéntico contenido cursadas entre ambos Gobiernos, sujetas a los regímenes de aprobaciones previstos en ambos países para esta clase de convenios internacionales.

Hasta el momento se han emitido las indicadas en el Anexo 1.

### 6.3. CONSTITUCIÓN DE LA ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ

Para la realización del aprovechamiento hidroeléctrico objeto del Tratado se constituyó la entidad binacional denominada Yacyretá. En el Anexo A se presenta su Estatuto.

La Entidad Binacional Yacyretá fue constituida por la ANDE y la A. y E. (Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado) con igual participación en el capital, que inicialmente se estableció en 100.000.000 US\$. En la actualidad está dividido en partes iguales e intransferibles a la ANDE y al Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República Argentina (M.R.E.C.I.C.). El capital es actualizado utilizando la fórmula de ajuste del Tratado, las Notas Reversales y disposiciones del Consejo de Administración de la Entidad. A 31 de Diciembre de 2002, los aportes integrados y pendientes de integración por las partes son los siguientes:

**Cuadro 6.- Aportes integrados y pendientes de integración por las partes (miles de US\$)**

	ANDE	MRECIC	Total
<b>Capital integrado</b>			
Capital Integrado a Valores Básicos	10.003	46.684	56.687
Compensaciones Capitalizadas	28.861	17.719	46.580
Actualización del Capital	6.434	46.897	53.331
<b>Subtotal integrado</b>	<b>45.298</b>	<b>111.300</b>	<b>156.598</b>
<b>Capital a integrar</b>			
Aportes pendientes a valores básicos	39.997	-	39.997
Actualización de aportes pendientes de integración	26.005	-	26.005
<b>Subtotal a integrar</b>	<b>66.002</b>	<b>-</b>	<b>66.002</b>
<b>Total capital</b>	<b>111.300</b>	<b>111.300</b>	<b>222.600</b>

FUENTE: Balance General al 31 de Diciembre de 2002. Entidad Binacional Yacyretá.

La EBY se rige por las normas establecidas en el Tratado y en sus Anexos, por los protocolos adicionales y otros actos consecuentes del Tratado y por su Reglamento Interno.

## **6.4. COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA**

### **6.4.1. ASPECTOS DEFINIDOS EN EL TRATADO Y SUS ANEXOS**

Los aspectos básicos de la comercialización de los servicios de electricidad de Yacyretá están definidos en el Tratado y en su Anexo C.

El Tratado establece que la energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico será dividida en partes iguales entre el Paraguay y Argentina, siendo reconocido a cada país el derecho de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro para su propio consumo.

Los gobiernos paraguayos y argentino se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente, en la forma que acordaren, la totalidad de la potencia instalada.

El tratado establece que la adquisición de los servicios de electricidad de Yacyretá será realizada por la ANDE y por A.E., las cuales también podrán hacerlo por intermedio de las empresas o entidades paraguayas o argentinas que indiquen.

El Anexo C contiene las bases financieras y las de prestación de los servicios de electricidad de Yacyretá.

En cuanto a las condiciones de suministro:

- La división en partes iguales de la energía será efectuada por medio de la división de la potencia instalada en la central eléctrica.
- Cada entidad, en el ejercicio de su derecho a la utilización de la potencia instalada, contratará con la Itaipú, por períodos de ocho años, fracciones de la potencia instalada en la central eléctrica, en función de un cronograma de utilización que abarcará ese lapso e indicará, para cada año, la potencia a ser utilizada.
- Cada una de las entidades entregará a la Itaipú el cronograma mencionado más arriba, dos años antes de la fecha prevista para la entrada en operación comercial de la primera unidad generadora de la central eléctrica y dos años antes del término del primero y de los subsiguientes contratos de ocho años.
- Cada entidad tiene el derecho de utilizar la energía que puede ser producida por la potencia por ella contratada hasta el límite que será establecido, para cada lapso de operación, por Yacyretá. Queda entendido que cada entidad podrá utilizar dicha potencia por ella contratada, durante el tiempo que le conviniere, dentro de cada lapso de operación, desde que la energía por ella utilizada, en todo ese lapso, no exceda el límite arriba mencionado.

- Cuando una entidad decida no utilizar parte de la potencia contratada o parte de la energía correspondiente a la misma, dentro del límite fijado, podrá autorizar a Yacyretá a ceder a las otras entidades la parte que así se vuelve disponible, tanto de potencia como de energía, en el lapso de operación. La facturación a las entidades, en esta circunstancia, será hecha en función de la potencia y energía efectivamente utilizada por cada una.
- La energía producida por Yacyretá será entregada a las entidades en el sistema de barras de la central eléctrica, en las condiciones establecidas en los contratos de compraventa.

En cuanto al costo del servicio de electricidad, se establecen los siguientes componentes:

- El monto necesario para el pago, a las partes que constituyen Yacyretá, (ANDE y A. y E.) de utilidades del doce por ciento anual sobre su participación en el capital integrado.
- El monto necesario para el pago de las cargas financieras de los préstamos recibidos.
- El monto necesario para el pago de la amortización de los préstamos recibidos.
- El monto necesario para el pago de la compensación total en razón del territorio inundado a las Altas Partes Contratantes (gobiernos de Paraguay y Argentina), en proporción de las superficies de los respectivos territorios inundados y de acuerdo con el capítulo IV del Anexo C del Tratado.
- El monto necesario al pago, a la ANDE y a la A. y E., en partes iguales, a título de resarcimiento de la totalidad de sus gastos propios relacionadas con Yacyretá, calculadas en el equivalente US\$ 166 por GWh.
- El monto necesario para cubrir los gastos de explotación.
- El monto del saldo, positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior.
- El monto necesario, cargado a la energía vendida a las entidades del país cuya Alta Parte Contratante adquiera energía cedida por la otra Alta Parte Contratante en concepto de compensación por cesión de energía, equivalente a US\$ 2.998 por GWh.

El Anexo C también establece que el ingreso anual, derivado de los contratos de prestación de los servicios de electricidad deberá ser igual, cada año, al costo del servicio calculado según lo expuesto. Dicho costo se distribuye en forma proporcional a las potencias contratadas por las entidades abastecidas.

El Anexo C del Tratado establece una fórmula de ajuste para el mantenimiento del valor constante en cuanto a su poder adquisitivo de las compensaciones,

resarcimientos, utilidades y del capital.

#### **6.4.2. NOTA REVERSAL DE 9 DE ENERO DE 1992**

Posteriormente se emitió la Nota Reversal de 9 de Enero de 1992 sobre la tarifa y financiamiento. El Congreso Nacional de la República del Paraguay rechazó la incorporación de esta Nota al Derecho Positivo del país (sólo en lo concerniente a tarifa y financiamiento) mientras que el Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República de Argentina ratificó su validez conforme a la Convención de Viena de 1969.<sup>5</sup>

Dicha Nota realizó modificaciones para adecuar las variables financieras y económicas debido a la dificultad en el cumplimiento de los objetivos fijados en el Tratado respecto de la tarifa y financiamiento. Se realizó mediante la priorización de los pagos que aseguraban la capacidad del emprendimiento, la fijación de una tarifa que aseguraba la cancelación de todos los pasivos en el plazo establecido y la disminución de los pasivos a través del no devengamiento de intereses que aseguraba la obtención de los resultados económicos esperados.

En cuanto a la tarifa, se estableció en US\$ 30 por MWh, a valores de Diciembre de 1991 y actualizable por la fórmula de ajuste del Tratado, desde el inicio en la generación y hasta el 2048. A 31 de Diciembre de 2002 la tarifa era de US\$ 29,9 por MWh.

En cuanto a los pagos, se determinó el orden de prioridad como sigue:

- Gastos operativos.
- Deuda con proveedores y contratistas.
- Deuda con entidades financieras, multilaterales y comerciales, excluida la deuda ya contraída con el Tesoro Argentino.
- Compensaciones a los Gobiernos en el momento que corresponda hacerlas efectivas.
- Deuda contraída con el Tesoro Argentino.

---

<sup>5</sup> La ANDE registra las facturaciones por compra de energía a una tarifa de 22,63 US\$/MWh, existiendo por tanto una diferencia con la tarifa establecida en la Nota Reversal del 9 de Enero de 1992 (30 \$/MWh), debido a que ésta fue rechazada por el Parlamento Nacional, pero aprobada en el lado argentino. El monto resultante de dicha diferencia se halla registrado en una Cuenta de Orden, hasta tanto sea definida la tarifa a ser pagada efectivamente por la compra de energía.

EBY sin embargo, establece y registra contablemente toda la energía generada, de acuerdo a lo establecido en la mencionada Nota Reversal.

Tal discrepancia motivó, a partir del año 1997, el intercambio de sucesivas notas para la definición del tema, no pudiéndose llegar a ningún acuerdo por lo que hasta la fecha la ANDE sigue registrando la compra de energía de Yacyretá a una tarifa de 22,63 US\$/MWh.

En cuanto a los pagos resultantes de determinadas compensaciones y resarcimientos a ambos Gobiernos (compensación por cesión de energía, compensación en razón del territorio inundado, resarcimiento de gastos y utilidades) se diferió por los primeros diez años a partir de la fecha de inicio de la generación de energía, con un periodo adicional de gracia de quince años, amortizándose con posterioridad en ocho años en cuotas iguales sin intereses sobre los valores actualizados en la fórmula de ajuste del Tratado.

Para el caso de la República de Paraguay se estableció un pago al contado de US\$ 1,75 por MWh a cuenta de las mencionadas compensaciones, quedando por tanto diferida en este caso la diferencia entre el monto total correspondiente a compensaciones, resarcimientos y utilidades y el mencionado pago.

Por último, la República Argentina se comprometió a no percibir ni devengar intereses sobre la deuda contraída por Yacyretá sobre el Tesoro Argentino, actualizándose ésta de acuerdo a la fórmula de ajuste del Tratado.

## 7. ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

### 7.1. FACTURACIÓN

Los ingresos en 2002 contabilizados por venta de energía bajo el régimen económico expuesto provenientes de la prestación de los servicios de electricidad a la ANDE y EBISA fueron de US\$ 368.630 mil frente a los US\$ 361.927 mil y los 368.326 mil de los años 2001 y 2000 respectivamente.

**Cuadro 7.- Facturación 2002 de Yacyretá**

EMPRESA	FACTURADO		
	2000	2001	2002
EBISA		359.228	367.171
ANDE		2.699	1.459
<b>TOTAL</b>	<b>368.326</b>	<b>361.927</b>	<b>368.630</b>

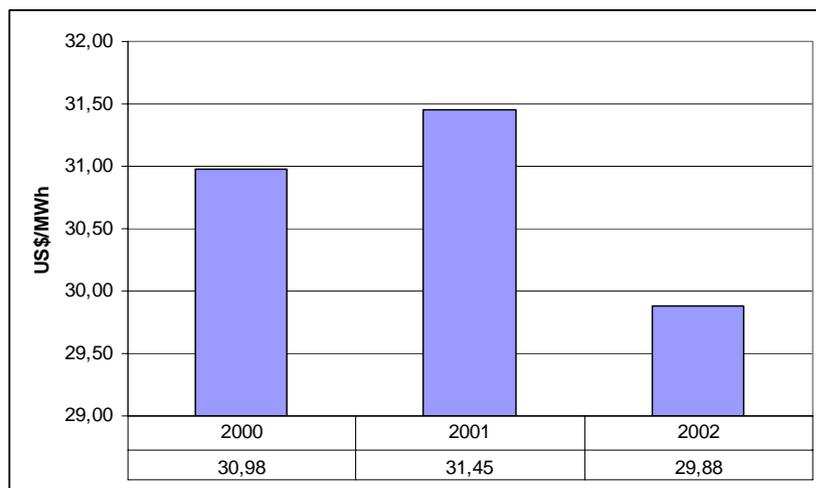
FUENTE: Balance General al 31 de Diciembre de 2001 y 2002. Entidad Binacional Yacyretá.

### 7.2. PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA

En base a la Nota Reversal del 9 de Enero de 1992, el precio promedio de la energía suministrada por Yacyretá a las entidades compradoras paraguaya y argentina fue de 29,88 US\$/MWh, considerando que la energía suministrada fue 12.335,3 GWh y la facturación de US\$ 368,6 millones.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución entre los años 2000 y 2002.

**Gráfico 3.- Evolución del precio promedio de la energía suministrada (US\$/MWh)**



### 7.3. REMUNERACIÓN, RESARCIMIENTO Y COMPENSACIÓN

#### 7.3.1. COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA

En el capítulo V del Anexo C se indica que el país que adquiera la energía cedida por el otro, de conformidad con el Artículo XIII del Tratado, le pagará al cedente una compensación. Además, el artículo 6 del capítulo III del Anexo C establece que deberá adicionarse a la entidad del país que adquiere la energía cedida el monto necesario para el pago de la compensación.

La EBY adoptó el criterio de no contabilizar ningún concepto en razón de esta compensación por considerar que el devengamiento corresponde a las Altas Partes Contratantes no siendo un costo para ella.

La Nota Reversal del 9 de Enero de 1992 define una tarifa fija para la venta de energía y no hace referencia a esa compensación. De acuerdo con lo dispuesto en el Tratado y en virtud de que la Nota Reversal no modifica el costo del servicio de electricidad, en los anticipos que la EBY gira a la República del Paraguay, ésta incluye a la compensación por cesión de energía dentro de su monto y la Entidad lo descuenta de su deuda con el Gobierno Argentino, no considerándose un cargo a los resultados de sus operaciones.

El importe asciende, a 31 de Diciembre de 2002 a US\$ 264 millones.

### **7.3.2. CÁLCULO DE LA COMPENSACIÓN EN RAZÓN DEL TERRITORIO INUNDADO**

La EBY registra un a previsión de Compensación en Razón del Territorio Inundado desde el comienzo de la generación, hasta que ambos Gobiernos acuerden una interpretación de la normativa a la que se refiere el Capítulo IV del Anexo C del Tratado.

### **7.3.3. UTILIDADES POR PARTICIPACIÓN EN EL CAPITAL INTEGRADO**

Se establece en el capítulo III.1 del Anexo C del Tratado el pago del doce por ciento anual sobre la participación en el capital integrado por cada una de las partes.

### **7.3.4. RESARCIMIENTO DE GASTOS**

Se establece en el capítulo III.4 del Anexo C del Tratado esta compensación al MRECIC y a la ANDE, calculada en base al valor de US\$ 166 por GWh generado, actualizado según la fórmula de ajuste del Tratado.

## **7.4. PRÉSTAMOS Y FINANCIAMIENTOS**

### **7.4.1. DEUDA CONTRAÍDA**

El esquema financiero a ser aplicado para hacer frente a las necesidades de recursos destinados a la realización del aprovechamiento hidroeléctrica se ha basado en tres fuentes:

- El capital.
- Recursos locales.
- Recursos externos.

La deuda de Yacyretá, a 31/12/2000 correspondiente a préstamos y financiamientos contraídos era de US\$ 9.460,9 millones, pasando a ser de US\$ 9.531,0 millones a 31/12/2001.

A fecha 31/12/2002 existe un saldo deudor de US\$ 9.384,0 millones. Se señala que en 2002 fue reducido en 147,0 millones, resultado de la significativa variación del índice de ajuste de Tratado, que generó una importante reducción

de los gastos de financiación, fundamentalmente con el Gobierno Argentino.

**Cuadro 8.- Deuda de Yacyretá(miles US\$)**

	2000	2001	2002
<b>Acreeedores Financieros</b>			
Capital			
Bancos Privados del Exterior	423.960	335.756	347.843
Organismos Internacionales			
BID	321.190	274.875	262.052
BIRF	281.238	212.128	190.077
Bancos Locales y Otros	159.064	90.016	31.087
Total Capital	1.185.452	912.775	831.059
Intereses	17.418	14.215	39.381
Comisiones y Otros	396	381	816
<b>Total Acreeedores Financieros</b>	<b>1.203.266</b>	<b>927.371</b>	<b>871.256</b>
<b>Gobierno Argentino</b>			
Decreto 3450/79 R.A.	2.294.993	2.308.478	2.172.467
Secretaría de Hacienda-Decreto 612/86	4.511.950	4.769.187	4.779.145
	-	-	-
Efecto Financiero de la Nota Reversal del 9/1/92	2.982.510	2.919.105	3.056.367
Secretaría de Energía	40.186	42.865	12.651
Plan Financiero República Argentina 1992 (Plan Brady)			
Contrato Refinanciación Garantizado	1.003.328	1.034.376	1.097.151
Decreto 1653/92 y adelanto del Tesoro Nacional	8.846	8.846	8.846
M.R.E.C.I.C.	354.035	387.503	395.861
<b>Subtotal</b>	<b>5.230.828</b>	<b>5.632.150</b>	<b>5.409.754</b>
Efecto Financiero de la Nota Reversal del 9/1/92	2.982.510	2.919.105	3.056.367
<b>Total Gobierno Argentina</b>	<b>8.213.338</b>	<b>8.551.255</b>	<b>8.466.121</b>
<b>Gobierno Paraguayo</b>			
Utilidades del 12% anual s/capital integrado	36.380	42.245	45.298
Resarcimiento de Gastos	11.014	13.274	14.793
<b>Subtotal</b>	<b>47.394</b>	<b>55.519</b>	<b>60.091</b>
Anticipos pagados actualizados	-3.203	-3.203	-13.610
Actualización	88	69	127
<b>Total Gobierno Paraguayo</b>	<b>44.279</b>	<b>52.385</b>	<b>46.608</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9.460.883</b>	<b>9.531.011</b>	<b>9.383.985</b>

FUENTE: Balance General al 31 de Diciembre de 2001 y 2002. Entidad Binacional Yacyretá.

#### 7.4.2. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO

La cancelación de cada uno de los conceptos, realizada en virtud de la Nota Reversal de 9 de Enero de 1992 supone que se haya cancelado el inmediatamente anterior. De este modo, ambos Gobiernos por su ubicación no prioritaria en la lista de pagos, están financiando la mayor parte de la

operación.

En relación con el pasivo que la EBY tiene con organismos financieros, multilaterales y comerciales, el Gobierno Argentino, de acuerdo con el Tratado y con la Nota Reversal de 3 de Diciembre de 1973, los garantiza, avala o suscribe con la EBY convenios subsidiarios de los préstamos firmados con dichos organismos. En este sentido el Gobierno Argentino los cancela, en lugar de hacerlo la EBY y los subroga comenzando a aplicar un régimen propio de actualización e interés, y de pago de acuerdo con la Nota Reversal de 9 de Enero de 1992.

La EBY paga con fondos propios los gastos administrativos y de explotación, las deudas con proveedores y contratistas, las deudas con bancos locales, el anticipo al Gobierno Paraguayo, y deudas con Organismos Internacionales de Crédito, mediante pagos directos y compensaciones de notas de crédito a favor de la EBY que la Secretaría de Hacienda de la República Argentina emite por la diferencia (a favor de la Entidad) de lo que resulta de la aplicación del precio establecido en la Nota Reversal de 9 de Enero de 1992 y el monto neto de gastos directos que la Entidad recibe, en efectivo, por sus ventas en el Mercado Eléctrico Mayorista en la República Argentina (MEM).

## **7.5. PLAN FINANCIERO**

### **7.5.1. METODOLOGÍA EMPLEADA**

Dentro del Plan Estratégico de Yacyretá se ha desarrollado un Plan Financiero que a continuación se expone. Consiste en la elaboración de los flujos de fondos integrales para la EBY para obtener cuál es la necesidad de financiamiento de cara a completar las obras. Se contempla como fuente de ingresos los recursos provenientes de la venta de energía mientras que a los gastos comprometidos actualmente se le suma la inversión necesaria.

### **7.5.2. FUENTES DE FONDOS**

#### **Ingresos por venta de energía**

Se presentan por separado los ingresos provenientes de la operación a la cota actual y los provenientes de la elevación gradual de cota.

Se mantienen las condiciones actuales en las que los ingresos en efectivo de la EBY se calculan deduciendo de la remuneración por energía y potencia, los

costos del MEM.

La diferencia entre la facturación por las ventas en el mercado argentino, que se efectúa al precio definido en Nota Reversal de 9 de Enero de 1992, y los ingresos que se perciben en efectivo, se recibe en Notas de Crédito emitidas por el Gobierno Argentino, que se aplican a la cancelación de las deudas definidas en el Artículo 5º de dicha Nota Reversal.

Considerando las producciones anuales que se esperan obtener conforme al programa de elevación del embalse se calculan los ingresos por venta de energía para una hipótesis de precio de energía.

### **Precios considerados**

#### **a) Estructura de ventas**

Se consideró la siguiente estructura de ventas:

- Se venden 1.300 GWh anuales a ANDE a partir del año 2003.
- El resto se vende a EBISA, percibiendo en efectivo el precio del Mercado Spot del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

#### **b) Precios del MEM**

Se estimó para el futuro el precio promedio real registrado en el Nodo Yacretá para el período 1996/2001, corregido por coeficientes de recuperación del valor en dólares. El precio final utilizado es de 17,97 US\$/MWh en el año 2012.

**Cuadro 9.- Precio promedio en el periodo 2002-2012**

<b>Año</b>	<b>US\$/MWh</b>
<b>2002</b>	9,62
<b>2003</b>	11,38
<b>2004</b>	13,13
<b>2005</b>	13,66
<b>2006</b>	14,20
<b>2007</b>	14,77
<b>2008</b>	15,36
<b>2009</b>	15,97
<b>2010</b>	16,61
<b>2011</b>	17,28
<b>2012</b>	17,97

### c) Precios de facturación

Se considera un precio de facturación de 29,40 US\$ /MWh en todo el periodo. Este precio es el resultado de aplicar a Junio de 2002 la fórmula de ajuste del Anexo C del Tratado de Yacyretá a la tarifa establecida en la Nota Reversal del 9 de Enero de 1992, de 30 US\$/MWh.

### **Saldo inicial de fondos**

Son los fondos disponibles al inicio del ejercicio 2002, libres de pago de deudas.

### **Financiamiento disponible**

Se computan los financiamientos del BID, el BIRF y el Fondo Fiduciario del Banco Francés para los programas Base y de Desborde de Arroyos, y para la Obra Principal. Se computa además el saldo del préstamo del BID 760/OC-RG, estimado en USD 70 millones.

## **7.5.3. USOS DE FONDOS**

### **Gastos operativos**

Se supuso el mantenimiento del nivel actual de gastos durante el período de construcción, considerando un incremento por recuperación del valor en dólares. Tras la finalización de las obras, se supuso un nivel de gastos de US\$ 35 millones anuales. En los años previos a la conclusión de las obras se consideraron gastos por reducción del plantel de personal.

El nivel de US\$ 35 millones anuales surge de una estimación de una estructura de gastos de la Central del orden de US\$ 25 millones y gastos de administración y dirección de US\$ 10 millones.

### **Compensaciones**

Durante la ejecución del Plan, y hasta el año 2004 inclusive, se aplica lo que establece Nota Reversal 9 de Enero de 1992. A partir del año 2005 y en adelante, hasta el horizonte del Plan, se asume provisoriamente el pago a Paraguay conforme a las disponibilidades de la EBY.

### Cancelación de pasivos no garantizados por el Gobierno Argentino

El préstamo del Banco Francés se ha terminado de cancelar en el año 2002.

### Inversiones vinculadas con programas ya iniciados

Se computan los costos de los programas ya iniciados: Programa Base, Programa Desborde de Arroyos, Alcantarillado Zona Sur de Encarnación, Obras Anticipadas a Cota 83, Obra Principal y Otras Inversiones.

### Inversión a cota final

Se computa el cronograma de desembolsos que surge del plan de obras. Hasta el año 2008 se ejecutan inversiones vinculadas con la elevación de la cota, y con posterioridad se ejecutan inversiones vinculadas con compromisos contractuales, valuadas en US\$ 195 millones. Se agrega una partida de 10% para contingencias y el costo de la supervisión del Plan.

**Cuadro 10.- Plan de inversiones 2002-2008 (miles de US\$)**

	TOTAL	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Expropiac./Indemniz. MI	54.170	5.366	16.108	6.845	13.718	10.903	750	480
Expropiac./Indemniz. MD	163.254	2.502	22.186	20.560	43.291	57.739	12.131	4.845
Obr.Civiles MI	69.481	624	9.228	24.759	10.089	13.262	11.165	354
Obr.Civiles MD	129.251	1.259	9.720	26.542	18.952	12.202	38.040	22.536
O.C.A.M. Aguapey	98.900	40	17.075	21.647	21.588	18.553	14.083	5.914
Viviendas MI	23.572	16	5.181	11.743	6.632			
Viviendas MD	40.534	22	2.101	21.393	17.018			
Progr.Soc. MI	11.026	445	3.838	2.042	1.867	1.515	935	384
Progr.Soc. MD	28.002	703	4.296	7.669	8.241	4.213	1.887	993
Progr.Soc.Ambas Mar.	5.709	162	1.133	1.028	1.025	994	846	521
Med.Amb. MI	2.441		284	791	265	182	237	682
Med.Amb. MD	3.757	81	85	1.465	956	155	297	718
Med.Amb.Ambas Mar.	1.444	29	205	242	275	220	262	211
<b>TOTAL</b>	<b>631.541</b>	<b>11.249</b>	<b>91.440</b>	<b>146.726</b>	<b>143.917</b>	<b>119.938</b>	<b>80.633</b>	<b>37.638</b>
Total Acumulado		11.249	102.689	249.415	393.332	513.270	593.903	631.541
TOTAL + Contingencia (10%)	694.695	12.374	100.584	161.399	158.309	131.932	88.696	41.402
<b>Total Acumulado</b>		<b>12.374</b>	<b>112.958</b>	<b>274.357</b>	<b>432.665</b>	<b>564.597</b>	<b>653.293</b>	<b>694.695</b>

### Pago de obligaciones garantizadas por el Gobierno Argentino

Se computa el servicio de la deuda de EBY con entidades del exterior, que continúa pagando el Gobierno Argentino. Este servicio es cubierto

completamente por las Notas de Crédito emitidas por el Gobierno Argentino.

#### 7.5.4. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos donde se muestra un superávit en el resultado acumulado a partir del año 2009.

**Cuadro 11.- Resultados obtenidos para el periodo 2002-2012 (miles de US\$)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Precio de la Energía cota 76 US\$/MWh	9,62	11,38	13,13	13,66	14,20	14,77	15,36	15,97	16,61	17,28	17,97	
Precio de la Energía inc US\$/MWh	9,62	11,38	13,13	13,66	14,20	14,77	15,36	15,97	16,61	17,28	17,97	
<b>INGRESOS</b>												
Ingresos (cota 76)	65.546	128.128	141.631	143.741	151.181	164.542	167.787	175.978	190.538	197.178	204.084	1.730.334
Ingresos (incremental)	0	0	3.366	16.951	17.486	51.473	103.309	124.855	129.186	133.692	138.377	718.695
Saldo inicial de fondos	72.741											72.741
Préstamos BID programa base y PDA	5.802	5.887	876									12.565
Préstamos BID Alcantarillado Encarnación	1.800	5.400	4.800									12.000
Préstamos BIRF P.base y obra principal	6.667											6.667
Fondo P.base	9.260	1.064	32									10.356
Financiamiento BID 760 cota final	72	20.902	35.522	13.947								70.443
Notas de crédito del Gobierno Argentino	306.548	217.322	203.819	201.709	194.269	180.908	177.663	169.472	154.912	148.272	141.366	2.096.260
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>468.436</b>	<b>378.703</b>	<b>390.046</b>	<b>376.348</b>	<b>362.936</b>	<b>396.923</b>	<b>448.759</b>	<b>470.305</b>	<b>474.636</b>	<b>479.142</b>	<b>483.827</b>	<b>4.730.061</b>
<b>GASTOS</b>												0
Gastos operativos	43.918	52.702	63.035	65.102	65.102	65.102	65.102	47.000	35.000	35.000	35.000	572.063
Compensaciones al Paraguay (anticipo)	25.566	20.563	20.984	22.640	22.640	26.563	32.397	34.444	34.444	34.444	34.444	309.129
Préstamo Banco Francés	18.482											18.482
Programa base	16.071	6.332	908									23.311
PDA	22.421	35.696										58.117
Alcantarillado Encarnación	1.800	5.400	4.800									12.000
Obras anticipadas a cota 83	4.152	6.344	2.187									12.683
Obra principal	4.783	4.626	1.804									11.213
Otras inversiones	12.697	5.079	3.555									21.331
Inversión a cota final	11.250	91.439	146.726	143.916	119.937	80.633	37.639	40.909	43.636	51.818	40.909	808.812
Contingencias inv. a cota final	1.125	9.144	14.673	14.392	11.994	8.063	3.764	4.091	4.364	5.182	4.091	80.883
Ingeniería y dirección	338	2.743	4.402	4.317	3.598	2.419	1.129	1.227	1.309	1.555	1.227	24.264
Pagos al Gob.Arg. (saldo n.de crédito)	96.665	37.064	36.528	55.764	75.504	73.310	99.837	111.756	140.718	143.616	136.865	1.007.627
Sevicio deuda externa	209.883	180.258	167.291	145.945	118.764	107.598	77.826	57.717	14.194	4.656	4.501	1.088.633
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>469.151</b>	<b>457.390</b>	<b>466.893</b>	<b>452.076</b>	<b>417.539</b>	<b>363.688</b>	<b>317.694</b>	<b>297.144</b>	<b>273.665</b>	<b>276.271</b>	<b>257.037</b>	<b>4.048.548</b>
<b>SUPERÁVIT/DÉFICIT ANUAL</b>	<b>-715</b>	<b>-78.687</b>	<b>-76.847</b>	<b>-75.728</b>	<b>-54.603</b>	<b>33.235</b>	<b>131.065</b>	<b>173.161</b>	<b>200.971</b>	<b>202.871</b>	<b>226.790</b>	<b>681.513</b>
<b>SUPERÁVIT/DÉFICIT ACUMULADO</b>	<b>-715</b>	<b>-79.402</b>	<b>-156.249</b>	<b>-231.977</b>	<b>-286.580</b>	<b>-253.345</b>	<b>-122.280</b>	<b>50.881</b>	<b>251.852</b>	<b>454.723</b>	<b>681.513</b>	

NOTA: No están considerados los pagos totales a las Altas Partes Contratantes, derivados de los acuerdos binacionales, en razón de que están siendo considerados por separado.

En el escenario evaluado por el Plan Estratégico de Yacyretá, el monto necesario para completar el financiamiento es del orden de US\$ 286 millones, con desembolsos durante los primeros cinco años. En los seis años siguientes se generarían fondos del orden de US\$ 968 millones, suficientes para pagar el financiamiento que se obtenga y sus costos financieros.

Este escenario mejoraría sensiblemente si se consideran precios de la energía más elevados, fundamentalmente en el período de devolución del financiamiento.

## **7.6. BALANCES GENERALES**

Los balances generales al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 se indican a continuación:

**Cuadro 12.- Balance general 2000-2002(miles US\$)**

	2000	2001	2002
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			
Caja y Bancos	4.684	7.865	7.913
Inversiones transitorias	120.088	86.388	33.603
Créditos diversos	38.076	41.711	31.102
Créditos por ventas	83.612	72.460	334.002
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>246.460</b>	<b>208.424</b>	<b>406.620</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>			
Créditos por integración del Capital	69.724	70.134	66.002
Anticipos Otorgados	2.107	73.030	57.182
Propiedades, Plantas y Equipos (neto de depreciaciones)	7.414.890	7.189.209	7.119.231
Cargos Diferidos (neto de depreciaciones)	2.234.948	2.366.764	2.108.600
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>9.721.669</b>	<b>9.699.137</b>	<b>9.351.015</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>9.968.129</b>	<b>9.907.561</b>	<b>9.757.635</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO CORRIENTE</b>			
<b>CON FINANCIACIÓN DE TERCEROS</b>			
<b>Con Financiación Bancaria</b>			
Proveedores, Contratistas y Consultores	2.886	1.397	464
<b>Con Financiación de Proveedores</b>			
Proveedores, Contratistas y Consultores	18	0	0
<b>TOTAL CON FINANCIACIÓN DE TERCEROS</b>	<b>2.904</b>	<b>1.397</b>	<b>464</b>
<b>CON FINANCIACIÓN PROPIA</b>			
Gobierno Argentino	41.759	47.715	18.019
Gobierno Paraguayo/ANDE	0	12.122	3.944
Acreedores Financieros	220.594	253.687	562.681
Proveedores, Contratistas y Consultores	11.646	15.571	8.104
Previsión por Compensación en Razón del Territorio Inundado	8.215	12.623	12.755
Otras Deudas	6.890	8.685	6.942
<b>TOTAL CON FINANCIACIÓN PROPIA</b>	<b>289.104</b>	<b>350.403</b>	<b>612.445</b>
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>292.008</b>	<b>351.800</b>	<b>612.909</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>			
Gobierno Argentino			
Deuda neta del Efecto Financiero	5.189.069	5.584.434	5.391.735
Efecto Financiero de la Nota Reversal del 9/1/92	2.982.510	2.919.105	3.056.367
Gobierno Paraguayo/ANDE	44.279	40.263	42.664
Acreedores Financieros	982.672	673.684	308.575
Previsión Global sobre Aspectos Técnicos	157.600	0	0
Previsión por Compensación en Razón del Territorio Inundado	66.017	77.583	93.293
Previsión Reparaciones y Repuestos	18.820	24.156	29.492
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>9.440.967</b>	<b>9.319.225</b>	<b>8.922.126</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>9.732.975</b>	<b>9.671.025</b>	<b>9.535.035</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Según Estado Correspondiente	235.154	236.536	222.600
<b>TOTAL</b>	<b>9.968.129</b>	<b>9.907.561</b>	<b>9.757.635</b>

FUENTE: Balance General al 31 de Diciembre de 2001 y 2002. Entidad Binacional Yacyretá.

## 7.7. CUENTA DE RESULTADOS

La Cuenta de Resultados del año 2000, 2001 y 2002 se refleja a continuación:

**Cuadro 13.- Cuenta de explotación (miles US\$)**

	2000	2001	2002
Venta de Energía	368.326	361.927	368.630
Costo de Explotación			
Gastos Directos	-21.217	-23.453	-16.926
Gastos Administrativos Indirectos	-48.771	-47.028	-29.859
Depreciaciones	-124.536	-122.881	-123.552
Cargo Provisionado para Reparaciones y Repuestos	-5.336	-5.336	-5.336
<b>Resultado de Gestión</b>	<b>168.466</b>	<b>163.229</b>	<b>192.957</b>
Ingresos Varios	13.098	34.292	11.831
Gastos Financieros	-434.169	-352.857	83.441
Retribuciones y Compensaciones			
Resarcimiento	-5.024	-4.520	-4.276
Compensación en Razón del Territorio Inundado Provisionado	-22.500	-22.000	-23.000
Utilidades	-21.703	-20.274	-18.792
Activación de Gastos Relacionados con Cota 83	223.209	176.025	-3.543
Imputación a la Cuenta de Explotación	78.623	26.105	-238.618
<b>Resultado Neto del Ejercicio según el Tratado</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

FUENTE: Balance General al 31 de Diciembre de 2001 y 2002. Entidad Binacional Yacyretá.

## **ANEXO 8. EL BIODIESEL: UN RETO PARA PARAGUAY**

### **ÍNDICE**

<b>1. PRESENTACIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>2. VENTAJAS E INCONVENIENTES DEL USO DE BIODIESEL .....</b>	<b>3</b>
<b>3. BENEFICIOS POTENCIALES DERIVADOS DEL USO DE BIODIESEL.....</b>	<b>5</b>
<b>4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES;¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO</b>	
<b>5. TIPOS DE CULTIVO Y ACEITES .....</b>	<b>7</b>
<b>6. PROBLEMAS DERIVADOS DEL USO DE ACEITES VEGETALES .....</b>	<b>8</b>
<b>7. ESTERIFICACIÓN .....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>8. ANÁLISIS DE BIODIESEL EN PARAGUAY .....</b>	<b>13</b>
<b>9. NORMATIVAS EUROPEAS .....</b>	<b>15</b>
<b>10.LÍNEAS PRIORITARIAS DE ACTUACIÓN EN AL ÁREA DE BIOCARBURANTES .....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

## **1. PRESENTACIÓN**

Debido a la importancia que se ha dado a la incentivación del biodiesel en la República del Paraguay, sobre todo tras la aprobación del Decreto N ° 12.111 del 7 de febrero de 2001, se muestran a continuación los aspectos más relevantes de este tipo de biocombustible, así como las posibles líneas de actuación en el campo de los biocarburantes.

## 2. VENTAJAS E INCONVENIENTES DEL USO DE BIODIESEL

Entre las **principales ventajas** de utilizar biodiesel tenemos:

- La polivalencia del empleo de este producto en su transformación en energía, bien para electricidad, calor, o directamente en un motor de combustión interna.
- Los motores admiten este combustible.
- El petróleo no durará siempre.
- Diversificación de la producción agrícola hacia el tipo de cultivos con los que se puede obtener biodiesel.
- Protección del medio ambiente; la combustión del aceite no altera el equilibrio del CO<sub>2</sub> ; tienen menos sulfuros, se manipulan y almacenan con mayor facilidad, salvo excepciones.
- Se disminuye la dependencia de los países productores de petróleo.
- Aprovechamiento de los subproductos.

Otras ventajas a reseñar con respecto al medioambiente son:

- Los residuos se degradan en menos de 21 días en una cantidad de 98.3%.
- La reducción de emisión de aldehídos del 60 al 70%.
- Menor emisión de compuestos aromáticos, en un 40%.
- Menor emisión de óxidos nitrogenados.
- Ligero aumento del rendimiento energético, en algunos casos.
- Desaparecen casi por completo las partículas carbonosas.
- El hollín apenas es visible (aunque hay más partículas).
- No es tóxico.

Entre las **desventajas** más importantes se encuentran:

- Las operaciones que requieren los combustibles antes de su empleo en el motor (aditivos, esterificación, calentamiento, etc.).
- Las modificaciones, que, en general, necesitan los motores al querer utilizar estos combustibles alternativos.

- El precio, que es mayor que el del combustible derivado del petróleo; este apartado, como todos los económicos, requiere una continua revisión, pero a largo plazo, acabará perdiendo la partida el petróleo, debido a un aumento progresivo de precio en línea con su creciente escasez y a la lógica disminución del coste del combustible alternativo, por los nuevos sistemas de extracción de aceite y mejores rendimientos obtenidos en cuanto se acepte su uso y se estudien más a fondo los sistemas industriales.

Otros inconvenientes a señalar son:

- Residuos en inyectores, cámara, pistón y asientos de válvulas.
- Dilución del aceite del motor, lo que implica un aumento de la frecuencia del cambio del mismo.
- Mayor frecuencia también en la sustitución del filtro de combustible (cada 130 h en vez de 200 horas).

### **3. BENEFICIOS POTENCIALES DERIVADOS DEL USO DE BIODIESEL**

El desarrollo de nuevos cultivos energéticos y el uso alternativo de cultivos tradicionales puede producir una serie de beneficios potenciales, entre los que se pueden mencionar los siguientes:

- Mejora en el uso de los recursos agrícolas y forestales. El desarrollo de mercados alternativos para productos agrícolas puede llevar a un mejor aprovechamiento del suelo y a incentivar, en el caso de Paraguay, el cultivo de especies como el tártaro, coco, maní, algodón, soja y otros, así como la implantación de nuevas especies oleaginosas tales como palma africana, cartamo, colza, etc.
- Incremento en las rentas agrícolas y diversificación de mercados. Con estos programas de cultivos energéticos los agricultores diversificarían sus ingresos y aumentarían sus ganancias.
- Revitalización de economías rurales y generación de empleo. Creando empleo directo debido al cultivo de los productos agrícolas y por la manufactura y comercialización del producto.
- Mejora de la competitividad internacional. La producción de este tipo de cultivos podría generar excedentes que se exportarían al exterior.

## **4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES**

Los biocombustibles presentan la ventaja de ser renovables, autóctonos y de interés medioambiental. Sin embargo, su producción cuesta en la actualidad el doble del precio del derivado del crudo. Por la tanto, no son competitivos sin alguna forma de apoyo económico.

Debido al alto coste de su producción, la principal barrera que tiene el biodiesel para su introducción en el mercado no la constituyen las dificultades técnicas que presenta la sustitución del gasoil por biodiesel sino los problemas económicos que de una forma directa o indirecta se derivan de su empleo. Principalmente, estos aspectos económicos son los siguientes:

- Aspectos fiscales. Inicialmente, puede tener ventajas debido a la exención de impuestos. Posteriormente, los gravámenes se acercarán a los tipos impositivos que afectan a combustibles fósiles con similares prestaciones.
- El proceso de obtención del metiléster (producto final a usar en los motores) a partir de aceites vegetales condiciona la oferta del producto a un coste superior al del equivalente mineral aún en el caso de no haber gravado aquel y sí éste.
- Las dificultades derivadas de adecuar los canales de distribución de los nuevos combustibles.

Sin embargo el uso de biodiesel llevaría consigo un ahorro de divisas al tener que exportar menos productos petrolíferos y eventualmente una entrada de divisas se llegara a una producción tal que se produjeran exportaciones.

En la actualidad, el coste mínimo de producción se obtiene cuando se trata de plantas de tamaño intermedio, como puede ser el caso del girasol. En cuanto a su uso, los principales consumidores de energía son el transporte y la industria.

También se ha de tener en cuenta la existencia de subproductos, como la glicerina, cuyo mercado se vería enormemente afectado.

La introducción de este nuevo tipo de combustibles pasa necesariamente por el apoyo (subvención) del Estado.

## 5. TIPOS DE CULTIVO Y ACEITES

El biodiesel se obtiene a partir de aceites vegetales. La utilización directa de aceites puros como combustible actualmente es inviable debido a que las diferencias entre las propiedades de ambos son muy acusadas, sobre todo en lo referente a la viscosidad. Debido a ésto el aceite puro debe de ser sometido al proceso de la esterificación para obtener metiléster.

La tipología de los aceites es muy diversa, y depende también del cultivo de procedencia. La elección del tipo de cultivo no es fácil, teniendo en cuenta que hay más de 300 especies capaces de producir aceite en cantidades industriales. En general, es mayor la producción por unidad de superficie en las especies arbóreas pero, en cuanto tenemos en cuenta el factor económico, la recolección inclina la balanza hacia las especies arbustivas al estar ésta más mecanizada.

En **Europa** el principal cultivo para estas necesidades energéticas parece ser la **colza** (rape), aunque no debemos despreciar el **girasol** sobre todo en España, donde se trata de un cultivo muy arraigado.

Con respecto a **Paraguay** el cultivo con mayor potencial es la soja con 1,2 millones de hectáreas cultivadas en el país. Otros cultivos con potencial para ser utilizados para la producción de biodiesel son el **algodón** (280.000 hectáreas), **girasol** (52.000 hectáreas), **maní** (30.000 hectáreas), sésamo (16.000 hectáreas), tung (8.000 hectáreas), tártago (6.000 hectáreas) y **coco** (4.200 hectáreas).

Para obtener el aceite bruto el sistema más utilizado es el de prensa, por ser más sencillo y fácilmente utilizable por cualquier instalación, por pequeña que sea, mientras que el sistema de disolventes (normalmente hexano) se deja para mayores cantidades. El rendimiento es distinto en ambos casos, pasando de un 32% en el primer caso hasta el 40% en el segundo, pues con disolvente se obtiene la casi totalidad del aceite de la semilla.

## 6. PROBLEMAS DERIVADOS DEL USO DE ACEITES VEGETALES

Los principales problemas que presenta la utilización de aceites vegetales como combustible en los motores son los siguientes:

- Alta densidad de los aceites frente al diesel.
- Inestabilidad de los mismos debido a las insaturaciones de los ácidos grasos.
- Alto coste en comparación con los combustibles líquidos fósiles.
- Una viscosidad excesiva que dificulta la fluidez del combustible.
- Consumo específico mayor en los motores.

La viscosidad, que es el problema limitante, implica la necesidad de aumentar la fluidez del aceite. Frente a esto, se plantean dos alternativas:

- Conseguirlo por un calentamiento previo del aceite, con un posible funcionamiento en régimen dual del motor (empezar con gasoil y seguir con aceite), o bien con motores que no trabajen con empleo de inyección directa.
- Modificar las propiedades químicas a través de una reacción de transesterificación que de lugar a un metiléster de mayor semejanza al gasóleo en cuanto a sus características.

A pesar de los anteriores problemas técnicos que produce el uso de biodiesel, este tipo de aceites esterificados se puede emplear en cualquier motor de encendido por compresión, al ser sus variables similares a las del combustible ordinario.

En el resto de los casos se pueden emplear emulsiones, o mezclas de gasóleo con el aceite, o tratarse previamente de algún modo.

Se excluye, entre estos sistemas, el mezclado del aceite vegetal con gasóleo, que generalmente conduce a valores intermedios de las propiedades de ambos, y que se calculan por ponderación de las proporciones de los componentes.

En muchos casos, la **mezcla del 5 al 10% del aceite vegetal** puro con gasóleo se hace sin ningún tipo de variación en los motores. Este proceso se viene utilizando corrientemente en varios países europeos, sin demasiados inconvenientes.



## 7. ESTERIFICACIÓN

La **esterificación** es el método más sencillo para acercar las características de los aceites a las del gasoil, y el resultado es lo bastante bueno como para que se pueda hacer la sustitución sin que el motor sufra menoscabo alguno. Únicamente, es preciso tener cuidado en algunos aspectos puntuales, como puede ser el ataque del éster sobre algunas conducciones, depósitos en la bomba de inyección y en la cámara de combustión, dilución en el aceite lubricante. Todo esto tiene una solución bastante sencilla consistente en la elección adecuada de ciertos materiales y lubricantes, y efectuando un mantenimiento con mayor frecuencia.

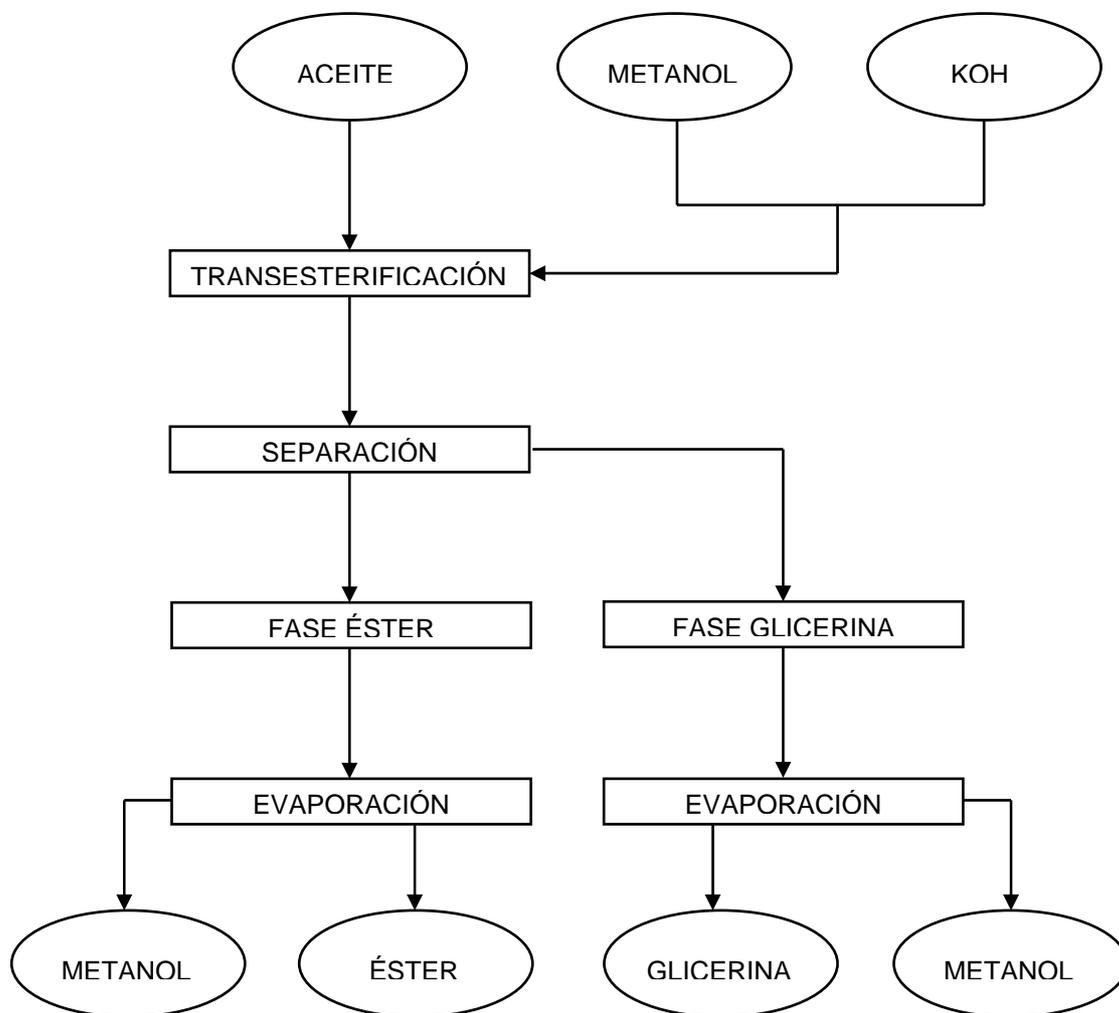
Previamente, se exige la extracción y refinado del aceite de semilla. Se mezcla con un exceso de metanol (la relación estequiométrica es de tres moles de alcohol por mol de aceite) en presencia de un catalizador de la reacción (que suele ser KOH).

Poniendo doble cantidad de alcohol (que es lo normal), se necesita un tiempo comprendido entre 1 y 8 horas (según la temperatura) para obtener el metiléster, a la vez que una fase acuosa a base de glicerina. Lo normal es usar un reactor discontinuo con un agitador. Para grandes producciones, se puede emplear un método continuo.

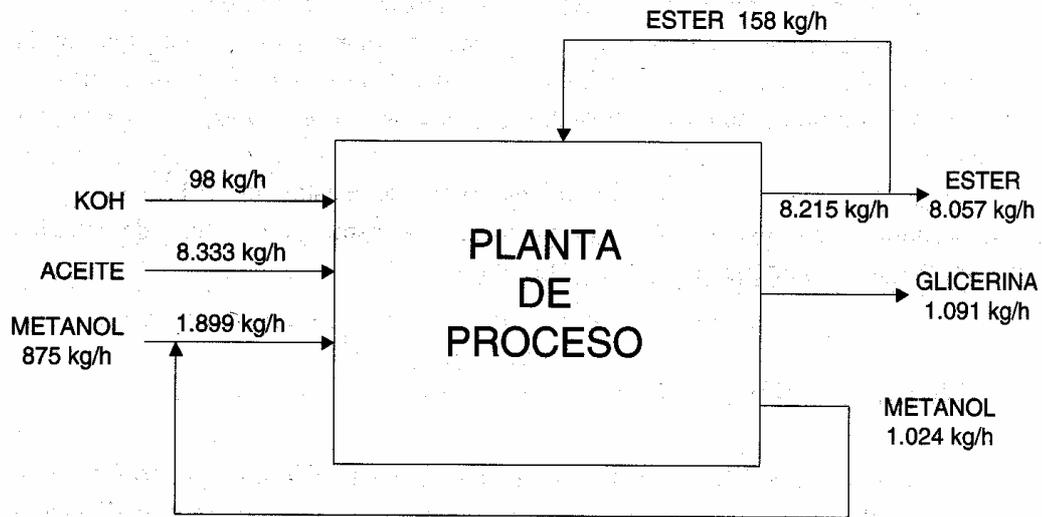
La reacción se puede parar añadiendo ácido fosfórico. Se separa la fase acuosa. Se evapora el alcohol en exceso, destilándolo para volverlo a emplear. Adicionalmente, se puede centrifugar el éster para eliminar cualquier residuo de agua.

El esquema del proceso completo se muestra a continuación:

## PROCESO DE PRODUCCIÓN DE BIODIESEL



El flujo de masa a través de una planta de proceso es el siguiente:



FUENTE: "Los Biocombustibles". M. Camps y F. Marcos. Ediciones Mundi-Prensa, 2002

Un rápido estudio indica que 100 kg de aceite y 11 kg de metanol (con catalizador) producen en una hora (a 70 °C) una cantidad de 100 kg de biodiesel y 11 kg de glicerina.

Si consideramos una producción de semilla de colza de 3 t/ha con un porcentaje del 40% de aceite (que podría llegar al 45 ó al 50%), obtendremos una producción neta de 1.200 kg/año.ha de combustible (1.300 litros). Además, proporcionaría una cantidad de 1.800 kg de harina útil para alimentación animal, así como 3 toneladas de paja.

El principal problema que aparece en este proceso es la ausencia de una definición exacta del producto. Las especificaciones se elaboran paulatinamente y de forma discontinua, ofreciendo unos resultados diferentes entre los distintos Estados y no siempre contrastados.

## 8. ANÁLISIS DE BIODIESEL EN PARAGUAY

Las conclusiones de un estudio similar al anterior, en el que se emplean los cultivos típicos de Paraguay, se muestran a continuación:

Cultivo	Rendimiento (kg semilla/ha)	% Aceite/kg	kg aceite producido/ha	Litros aceite/ha	kg metanol necesario/ha	kg glicerina producida/ha
Soja	2.600	19	494	535,2	54,3	54,3
Girasol	1.157	37	428,09	463,8	47,1	47,1
Maní	1.060	50	530	574,2	58,3	58,3
Algodón	1.100	24	264	286,0	29,0	29,0
Sésamo	1.200	50	600	650,0	66,0	66,0
Tártago	1.050	48	504	546,0	55,4	55,4
Tung	1.400	48	672	728,0	73,9	73,9
Coco	900	45	405	438,8	44,6	44,6

FUENTE: Ministerio de Industria y Comercio de Paraguay. Propuesta de un Plan Nacional de Biodiesel (Ing. Agr. Ronaldo Dietze).

Si consideramos un escenario, como el elegido en países como Argentina y Francia, en el que el gasóleo consumido tuviera una mezcla del 20% de biodiesel (B20) y teniendo en cuenta que Paraguay consume 1.000.000 m<sup>3</sup> anuales, la necesidad de biocombustible sería de 200.000 ton/año (216.000 m<sup>3</sup>/año). Suponiendo que todo el biodiesel se produce a partir de semilla de soja la cantidad necesaria de ésta (teniendo en cuenta que sólo se obtiene un 19% de aceite) sería de 1.055.000 ton/año. Además, serían necesarias 22.000 ton de metanol al año y junto con el biodiesel se obtendrían 22.000 ton de glicerina y unas 850.000 toneladas de pellet de soja.

Como el rendimiento del cultivo de soja es de 2.600 kg/ha para producir las 200.000 ton/año se necesitaría cultivar 80.000 hectáreas de soja.

Si el escenario fuera el B5 se necesitarían 50.000 ton/año de biodiesel, lo que

implicaría una cantidad de semilla de soja de 265.000 ton/año y 5.500 ton/año de metanol, produciéndose 5.500 ton/año de glicerina y unas 215.000 ton/año de pellet de soja. La superficie cultivable sería entonces de 20.000 hectáreas.

Un estudio por el INTA Argentino (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria) y la American Soybean Association muestran el siguiente análisis económico para la producción de biodiesel.

El costo de instalación de una planta industrial para elaborar biodiesel a partir de aceites vegetales puede oscilar entre 450 US\$ por cada ton/año para una planta con una capacidad pequeña, lo que significa unos 4.500.000 US\$ para una planta del orden de las 10.000 ton/año de biodiesel, y 150 US\$ por cada ton/año para una planta de gran capacidad instalada, es decir, alrededor de 15.000.000 US\$ para una instalación capaz de producir alrededor de 100.000 ton/año de biodiesel.

El estudio se realizó para una planta elaboradora de biodiesel a partir de soja, asociada a una planta aceitera con una capacidad de molienda de 182.500 ton/año de soja, la que se destina en su totalidad a la producción de biocombustible líquido.

Resulta de esta manera una capacidad de producción de 33.000 ton/año de biodiesel, y se requiere una inversión de 6.000.000 US\$ para el montaje de la planta de proceso (independiente de la planta aceitera) cuya materia prima es el aceite y genera como coproductos, además del biodiesel, 3.400 ton/año de glicerina. Este producto se vende aproximadamente a 1,80 US\$/l generando un crédito de subproductos que permite bajar contablemente el costo de producción del biodiesel.

Este costo es muy sensible al de la materia prima principal (el aceite de soja en este caso). Si se toma el precio de 360 US\$/ton, resulta un costo de producción del biodiesel de soja de 0,42 US\$/l, que se eleva a 0,50 \$/l al sumarle un 20% de ganancia comercial para la empresa elaboradora. Este precio coincide por el estimado por la Comisión Europea en su Directiva relativa al "Fomento del uso de biocarburantes en el transporte" que es de 0,5 euros/l.

Si se toma el máximo histórico de cotización del aceite de soja (670 US\$/ton en mayo de 1998), resulta un precio de biodiesel en planta de 0,95 US\$/l. Por otro lado, considerando el mínimo histórico de cotización del aceite de soja (200 US\$/ton como promedio del año 1985), el precio resultante en planta sería de 0,28 US\$/l. Esta gran dependencia respecto del costo de la materia prima puede hacer oscilar el negocio entre: a) una competencia de precios en mercado libre (para precios muy deprimidos del aceite); b) un requerimiento imprescindible de desgravación impositiva o de subsidio a los sectores de la demanda para compensar los mayores costos de combustible si se toman en cuenta los niveles actuales de precio; o c) la quiebra empresarial si se disparan los precios hacia los niveles de 1998.

## 9. NORMATIVAS EUROPEAS

Se puede observar, a continuación, un resumen de la reglamentación de los países europeos más introducidos en el tema:

### NORMATIVA ITALIANA

Acidez total	0,5mg KOH/g
Agua	700 ppm
Cenizas	0,01%
Densidad a 15°C	860-900kg/m <sup>3</sup>
Fósforo	10ppm
Metanol	0,2%
Metiléster	Más de 98%
Punto de inflamación	100°C
Azufre	0,01%
Viscosidad a 40°C	3,5-5,0 mm <sup>2</sup> /s

### NORMATIVA FRANCESA

Metiléster	Más de 96,5%
Monoglicéridos	Menos de 0,8%
Agua	200 ppm
Metanol	0,1%

Acidez total	1 mg KOH/g
Fósforo	3 ppm

El país europeo con mayor dedicación a la producción de biodiesel es **Austria**, con una capacidad de **15.000 t/año**, siendo la pionera la Sociedad Biodiesel de Ascharach, con una red comercial de distribución propia. La segunda es **Francia**, que está poniendo en servicio unas instalaciones que le permitirán procesar **25.000 t/año** de biocarburante en breve plazo. El **Libro Blanco de la Unión Europea** marca el objetivo de que para el **2010** se haya sustituido el **6%** del consumo de gasóleo por biodiesel y el **20%** para el **2020**.

A continuación se muestra el consumo de diesel y gasolinas y la producción de biodiesel en los países de la UE en el año 2000:

<b>Pais</b>	<b>Consumo global de productos petrolíferos en el sector del transporte (ktep) en 1998 (EUROSTAT)</b>	<b>Consumo de gasolina en el sector del transporte (ktep) en 1998 (EUROSTAT)</b>	<b>Consumo de diesel en el sector del transporte (ktep) en 1998 (EUROSTAT)</b>	<b>Producción de biocarburantes en 1998 (kT)</b>	<b>Producción de biocarburantes en 1999 (kT)</b>
Austria	5 923	2 130	3 224	16	30*
Bélgica	9 228	2 514	4 852	/	/
Dinamarca	4 574	2 016	1 711	/	/
Finlandia	4 129	1 846	1 776	/	/
Francia	47 237	14 554	26 603	319	344
Alemania	61 351	30 080	24 834	100	130
Grecia	7 085	3 106	2 245	/	/
Irlanda	3 200	1 307	1 429	/	/
Italia	38 647	17 880	16 138	96	96
Luxemburgo	1 503	541	685	/	/
P. Bajos	13 079	4 112	5 067	/	/
Portugal	5 523	2 030	2 863	/	/
España	29 401	9 018	16 215	/	50*
Suecia	7 288	4 021	2 374	/	50*
R. U.	47 791	21 882	16 597	/	/
<b>Total</b>	<b>285 959</b>	<b>117 037</b>	<b>126 613</b>	<b>531</b>	<b>570 700*</b>

\* cifras correspondientes al año 2000

El factor de conversión aplicado es de 0,812 ktep/kT en el caso del biodiesel (datos de EUROSTAT) y de 0,6 ktep/kT en el del bioetanol (obtenido por extrapolación).

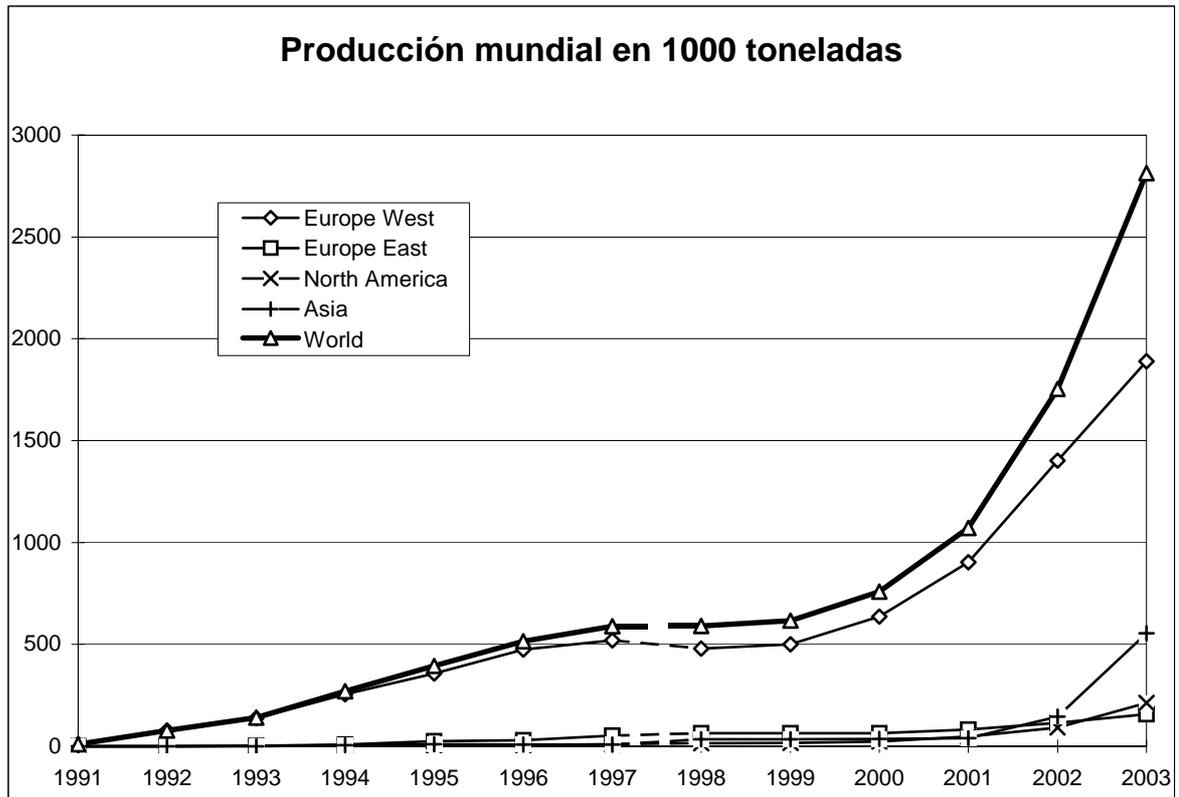
FUENTE: Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de biocarburantes en el transporte.

Otros países fuera del ámbito europeo también han aprobado una normativa referente a las propiedades del biodiesel. Por ejemplo, la normativa argentina es la siguiente:

### **NORMATIVA ARGENTINA**

Punto de inflamación	100°C
Contenido de azufre	máximo 0,01 como % en peso
Número de cetano	mínimo 46
Cont. de agua y sedimentos	máx. 0,05 medido como %
Alcalinidad máx.	0,5 en miligramos de KOH
Viscosidad cinemática a 40°C	entre 3,5 y 5 centistoke
Densidad	entre 0,875 y 0,900
Glicerina libre	máximo 0,02%
Glicerina total	0,24% medido como %.

La producción mundial de biodiesel ha seguido la siguiente evolución desde la década de los 90:



FUENTE: Austrian Biofuels.

## 10. LÍNEAS PRIORITARIAS DE ACTUACIÓN EN AL ÁREA DE BIOCARBURANTES

Como ya hemos visto, actualmente existe capacidad técnica para la producción de biocarburantes. Y esta capacidad técnica puede hacer rentable económicamente un sistema de producción de biodiesel si los precios de la materia prima se mantienen en niveles razonables y, además, pierden gran parte de su volatilidad. También si se pone en práctica una acción que incentive la penetración del biodiesel en las cadenas de distribución de carburantes.

Paraguay, un país que depende 100% del exterior en el **consumo de carburantes** sólo puede disminuir esa **dependencia** a través del ahorro (política de precios realista) y de la **sustitución por biocarburantes**.

La producción de biocarburantes con materias primas autóctonas es, por tanto, uno de los **desafíos energéticos** más importantes del Paraguay.

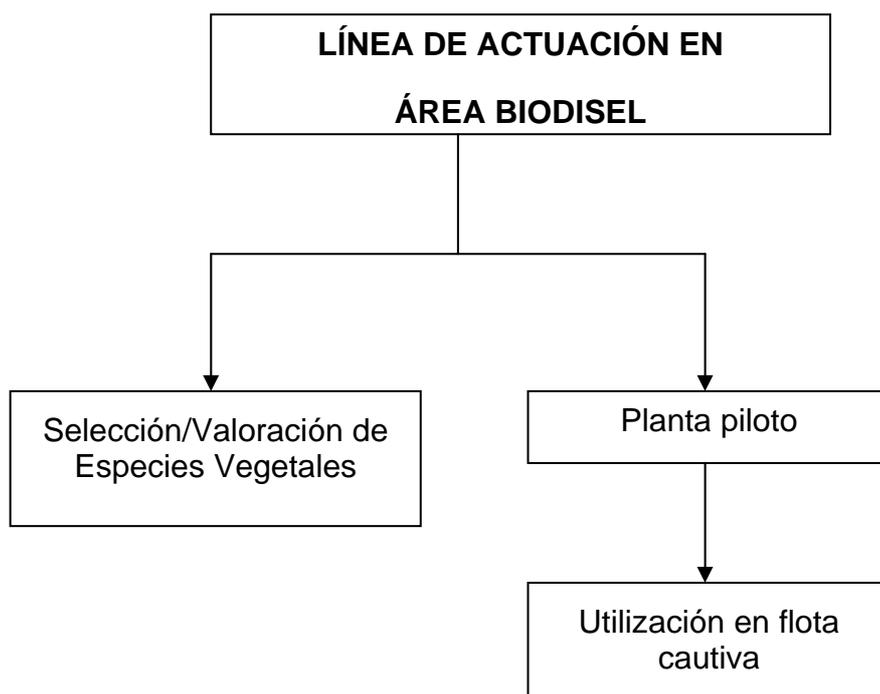
Pero Para conseguir una penetración progresiva del biocarburante en las cadenas de distribución es necesario llevar a cabo una o varias **experiencias piloto** de larga duración que permitan conocer el comportamiento de los motores sometidos a diferentes regímenes y composiciones de la mezcla y el tipo de modificaciones para una adaptación adecuada.

Sin embargo, esa penetración se dificulta si no se dispone a medio/largo plazo de su **mercado** razonable de **biocarburantes** con **precios** también razonables. En este sentido, se proponen las siguientes **líneas prioritarias de actuación**:

- Selección/valoración de especies vegetales para la producción de **biodiesel competitivo**.
- Realización de **experiencias de demostración** (producción de biodiesel y su utilización en flotas cautivas: autobuses urbanos, por ejemplo).

La primera línea de actuación centraría su atención en la soja, girasol y coco.

La segunda, función de la anterior, consistiría en la puesta a punto de una/dos plantas piloto para la producción de biodiesel.



La **secuencia temporal** y el **coste** de las líneas de actuación previstas serían:

	<b>Calendario</b>	<b>Coste (dólares USA)</b>
Selección/Valoración Especies Vegetales	Junio 2005	150.000
Planta Piloto (1)	2006	2.250.000
Utilización Flota Cautiva	2007-2013	-
<b>TOTAL BIODIESEL</b>		<b>2.400.000</b>

(1) Capacidad: 5.000 toneladas/año; inversión :450 dólares USA por tonelada.

## **ANEXO 9. PERSPECTIVA DE INVERSIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL**

### **ÍNDICE**

<b>1. NECESIDADES GLOBALES DE INVERSIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>2. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN POR REGIONES .....</b>	<b>4</b>
<b>3. PERSPECTIVAS DEL SECTOR GASISTA EN LATINOAMÉRICA .....</b>	<b>5</b>
3.1. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN.....	5
3.2. TENDENCIAS DE SUMINISTRO Y PERSPECTIVAS .....	6
3.3. INCERTIDUMBRES DE FINANCIACIÓN E INVERSIÓN .....	8
<b>4. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO .....</b>	<b>9</b>
4.1. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN EN EL MUNDO .....	9
4.2. PERSPECTIVA DE INVERSIÓN EN LATINOAMÉRICA .....	15
4.3. PERSPECTIVAS EN BRASIL.....	15
4.3.1. VISIÓN GENERAL .....	15
4.3.2. EXPECTATIVAS DE INVERSIÓN .....	16
4.3.3. CUESTIONES CLAVES EN LA INVERSIÓN Y CONSECUENCIAS.....	17
<b>5. RESUMEN DE INVERSIONES EN AMÉRICA LATINA .....</b>	<b>18</b>

## 1. NECESIDADES GLOBALES DE INVERSIÓN

De las estimaciones realizadas por la Agencia Internacional de la Energía sobre las inversiones necesarias en el sector energético hasta el 2030 hay que destacar los siguientes puntos:

- En las tres próximas décadas, hasta el año 2030, será necesario invertir en infraestructuras de suministro de energía más de US\$ 16 billones, o lo que es lo mismo US\$ 550 mil millones al año, una cantidad equivalente al 1% del PIB estimado mundialmente. Más de la mitad de la inversión en producción de energía será necesaria sólo para reemplazar o mantener la capacidad existente y futura.
- Sólo el sector eléctrico necesitará gastar US\$ 10 billones para cubrir la demanda de electricidad que se estima será el doble de la actual, correspondiendo al 60% de la inversión total en energía.
- Casi la mitad de las inversiones en energía tendrán lugar en los países desarrollados donde se espera el mayor crecimiento de la producción y la demanda.
- Sólo China necesitará una inversión de US\$ 2,3 billones, equivalente al 14% del total mundial.
- El peso de la inversión energética en la economía varía considerablemente entre las distintas regiones. En los países OCDE tan sólo alcanza el 0.5% del PIB. Esta proporción aumenta en las regiones no OCDE. En Rusia la inversión media excederá del 5% del PIB mientras que en África será del 4%.
- La inversión en infraestructuras energéticas es una pieza clave para el crecimiento económico.
- La futura inversión mundial requerida es materia de mucha incertidumbre, ya que está influida por las condiciones macroeconómicas, precio de energía, políticas medioambientales, factores geopolíticos, desarrollos tecnológicos y las pautas e impactos de las reformas del mercado.

Estimando un crecimiento de la demanda de energía del 1,7%, en las tres próximas décadas será necesario invertir US\$ 16 billones, o lo que es lo mismo US\$ 550 mil millones al año, en infraestructuras de suministro de energía, una cantidad equivalente al 1% del PIB estimado y al 4,5% de la inversión mundial total en todos los sectores.

Se estima un crecimiento de la cantidad media de inversión energética anual que va desde los US\$ 455 mil millones en la década 2001-2010 hasta los US\$ 632 mil millones en 2021-2030 (Cuadro 1). En el año 2000 esta inversión fue de US\$ 413 mil millones.

**Cuadro 1.- Inversión energética mundial (US\$ mil millones, en dólares de 2000)**

	<b>2000</b>	<b>2001-2010</b>	<b>2011-2020</b>	<b>2021-2030</b>	<b>Total 2001-2030</b>	<b>Porción del total 2001-2030 (%)</b>
<b>Petróleo</b>	87	916	1.045	1.136	3.096	19
<b>Gas</b>	80	948	1.041	1.157	3.145	19
<b>Carbón</b>	11	125	129	144	398	2
<b>Electricidad</b>	235	2.562	3.396	3.883	9.841	60
<b>Total</b>	<b>413</b>	<b>4.551</b>	<b>5.610</b>	<b>6.320</b>	<b>16.481</b>	<b>100</b>
<b>Media anual</b>	<b>413</b>	<b>455</b>	<b>561</b>	<b>632</b>	<b>549</b>	<b>100</b>

Estas inversiones serán necesarias para reemplazar las reservas de hidrocarburos que se agoten y las instalaciones de suministro existentes y futuras que dejen de producir así como para aumentar la capacidad de transporte y producción para cubrir la demanda futura. Para el sector energético en su totalidad, el 51% de la inversión en producción será sólo para reemplazar la capacidad actual y futura. El resto será necesario para cubrir el incremento de demanda.

## 2. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN POR REGIONES

Cerca del 70% del incremento de demanda de energía primaria en el mundo y casi todo el aumento en producción de energía entre 2001 y 2030 tendrá lugar en los países desarrollados y en vía de desarrollo. Casi la mitad de la inversión energética (US\$ 7,9 billones) se producirá en los países desarrollados, y un 10% (US\$ 1,7 billones) en las economías en transición. En el siguiente cuadro podemos ver la inversión acumulada por regiones.

**Cuadro 2.- Inversión energética acumulada por regiones, 2001-2030 (US\$ mil millones, dólares del año 2000)**

	2001-2010	2011-2020	2021-2030	Total 2001-2030
OCDE Norte América	1.062	1.179	1.247	3.488
OCDE Europa	650	717	697	2.064
OCDE Pacífico	381	333	287	1.000
<b>Total OCDE</b>	<b>2.093</b>	<b>2.228</b>	<b>2.231</b>	<b>6.552</b>
Rusia	269	391	389	1050
Otras economías en transición	168	221	233	622
<b>Total economías en transición</b>	<b>438</b>	<b>612</b>	<b>622</b>	<b>1672</b>
China	578	787	888	2.253
Oriente Medio	268	332	444	1.044
Resto Asia (incluida India)	489	689	876	2.055
África	248	393	567	1.208
América Latina	339	440	558	1.337
<b>Total países en vías de desarrollo</b>	<b>1.923</b>	<b>2.641</b>	<b>3.332</b>	<b>7.897</b>
Transporte interregional	97	129	134	360
<b>Total mundial</b>	<b>4.551</b>	<b>5.610</b>	<b>6.320</b>	<b>16.481</b>
<b>Media anual</b>	<b>455</b>	<b>561</b>	<b>632</b>	<b>549</b>

### **3. PERSPECTIVAS DEL SECTOR GASISTA EN LATINOAMÉRICA**

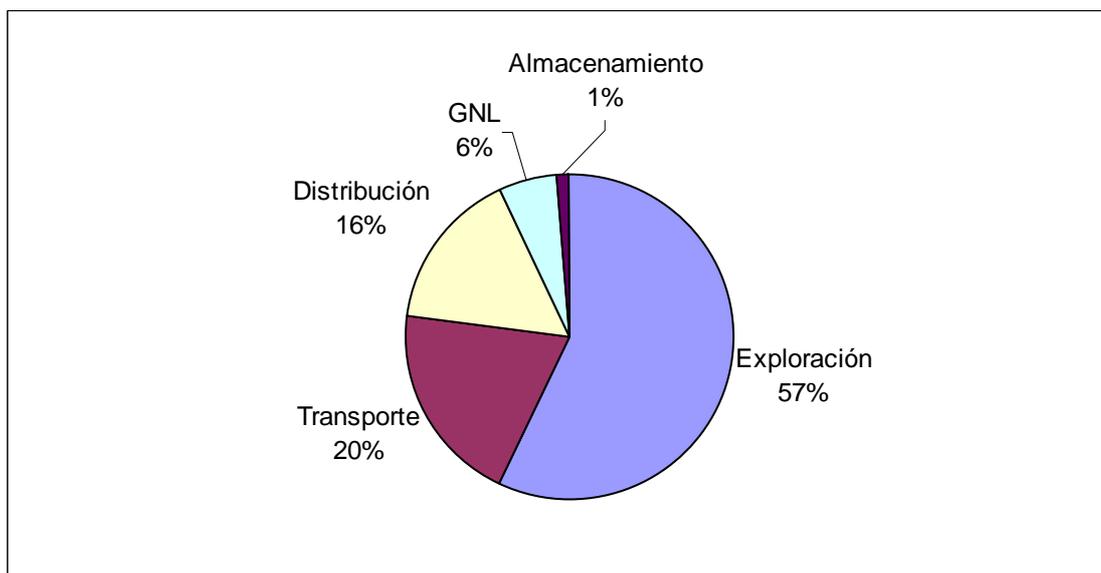
La inversión en infraestructuras de suministro de gas en Latinoamérica crecerá constantemente en paralelo al aumento de demanda y de volúmenes de exportación. La financiación requerirá grandes flujos de capital extranjero. Este hecho puede ser problemático, dependiendo del grado de apertura del sector y de la estabilidad política de la región.

#### **3.1. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN**

Se estima que la inversión acumulada en el sector del gas en Latinoamérica será de US\$ 247 mil millones, o más de US\$ 8 mil millones por año, en el período 2001-2030, correspondiendo al 8% de la inversión en gas mundial. La exploración absorberá más de la mitad del flujo de capital y el transporte y distribución por gasoductos corresponderá al 36% (Gráfico 1). En el año 2000 la inversión en exploración y explotación fue de US\$ 2,1 mil millones. Se espera un crecimiento continuado desde US\$ 2,8 mil millones por año en la actual década hasta US\$ 6,8 mil millones por año en la tercera década.

Más de US\$ 49 mil millones, equivalente a US\$ 1,6 mil millones por año, se necesitarán durante las tres próximas décadas para construir y aumentar la red de gasoductos tanto nacionales como internacionales.

**Gráfico 1.- Inversión en Gas Natural en América Latina, 2001-2030 (US\$ 247 mil millones)**



### 3.2. TENDENCIAS DE SUMINISTRO Y PERSPECTIVAS

Las reservas probadas de gas en América Latina en el año 2002 ascendían a 7,2 tcm,<sup>1</sup> el 4,5% del total mundial. Las reservas probables podrían añadir otras 6 tcm. Se cree que los yacimientos marinos de Brasil tienen un gran potencial y junto a recientes descubrimientos en Bolivia y Trinidad y Tobago sugieren que la intensificación de la exploración podría llevar a incrementar las reservas probadas en Latinoamérica.

En cuanto a reservas probadas destacan Venezuela con el 58%, seguido por Bolivia (11%), Argentina (11%) y Trinidad y Tobago (8%).

En 2001 la producción de gas natural en Latinoamérica fue de 101 bcm.<sup>2</sup> Se espera que esta producción aumente significativamente en las tres próximas décadas, alcanzando 515 bcm en 2030 (Cuadro 19). La demanda interna se espera que tenga un crecimiento rápido, desde 101 bcm en 2001 a más de 370 bcm en 2030. La demanda en el sector de generación eléctrica influirá en más de la mitad de este incremento, motivado por la necesidad de muchos países de disminuir su dependencia de la energía hidráulica. Se espera que Brasil encabece este crecimiento, con un espectacular aumento del 7% de media anual en los próximos treinta años. Brasil representará el 20% de la demanda

<sup>1</sup> Trillion cubic metres (billones de metros cúbicos)

<sup>2</sup> Billion cubic metres (mil millones de metros cúbicos)

regional de gas en 2030, y tendrá un papel preponderante en la evolución de las infraestructuras gasíferas de la zona.

**Cuadro 3.- Producción y exportaciones netas en América Latina (bcm)**

	2001	2010	2020	2030
<b>Producción interior</b>	81	168	248	352
<b>Producción marina</b>	20	49	91	163
<b>Demanda</b>	101	167	251	373
<b>Exportaciones netas</b>	0,9	50	88	143

El desarrollo de las interconexiones de gasoductos está mucho más avanzado en los países del Cono Sur. Más de US\$ 7 mil millones han sido invertidos en gasoductos en los últimos diez años, incluidos los US\$ 2,1 mil millones del gasoducto Bolivia-Brasil y la primera etapa del gasoducto Argentina-Brasil. Hay muchos otros gasoductos proyectados o en fase de construcción (Cuadro 4), constituyendo la base de la interconexión de la red de transporte de gas en la región.

Las grandes reservas de la zona Norte ofrecen un potencial para proyectos de gas natural licuado (GNL). Trinidad y Tobago opera una planta de licuación (9,6 Mt por año) y exporta 5,4 bcm de GNL en 2002, principalmente a los Estados Unidos. Venezuela tiene suficientes reservas de gas para convertirse en el mayor exportador de GNL, pero sus proyectos de licuación han sido paralizados debido a su situación económica y al poco apoyo político. Bolivia también está estudiando el posible uso de sus reservas de gas para una planta de GNL en la costa de Chile o Perú, que permitiría exportarlo a los Estados Unidos o Méjico. El gas peruano del gran yacimiento de Camisea también podría ser exportado como GNL. Se espera que las exportaciones de GNL de la región crezcan rápidamente alcanzando 90 bcm en 2030. Esto requerirá más de US\$15 mil millones sólo en plantas de licuación.

**Cuadro 4.- Principales gasoductos proyectados y en construcción en América Latina**

	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (bcm)	Inversión (US\$ millones)
<b>En construcción</b>				
Argentina-Uruguay-Porto Alegre	615	20	4,4	260
Argentina- Uruguay	208	24	2,4	120
<b>Proyectado</b>				
Argentina-Brasil (MERCOSUR)	3.100	36	9,1	1.800
Argentina-Brasil (Trans-Iguazú)	-	-	12.0	-
Bolivia-Chile (MERCOSUR)	850	20	2,2	285
Bolivia-Argentina-Paraguay-Brasil (Gasin)	5.250	-	-	5.000
Perú-Bolivia	900	36	14,6	900
Perú-Brasil	3.550	32	11,0	3.215
Venezuela-Colombia	200	-	2,1	120

### 3.3. INCERTIDUMBRES DE FINANCIACIÓN E INVERSIÓN

Una de las principales incertidumbres que afecta al desarrollo de la infraestructura del transporte y, por lo tanto, a los niveles de inversión es el índice de crecimiento de la demanda de gas en la región, especialmente en Brasil. Las incertidumbres creadas en el marco regulatorio, precio del gas y en las dificultades para la introducción de plantas de gas han retrasado proyectos de generación térmica durante los últimos años y podrían seguir haciéndolo en el futuro. Igualmente, la inversión en plantas de GNL dependerá sustancialmente de las perspectivas de los precios y la demanda.

## **4. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

### **4.1. PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN EN EL MUNDO**

A continuación se muestran las conclusiones más importantes sobre la futura inversión en el sector eléctrico, obtenidas de las estimaciones realizadas por la Agencia Internacional de la Energía en las próximas décadas:

- La inversión global en el sector eléctrico en las próximas tres décadas alcanzará la cantidad de US\$ 10 billones. Corresponde al 60% de la inversión total en energía y es, en términos reales, cerca de tres veces mayor que la inversión que ha habido en el sector eléctrico durante los últimos treinta años. Más de US\$ 5 billones se dedicarán a redes de transmisión y distribución. Los factores clave que determinarán la inversión en el sector energético son la competencia y reforma del sector eléctrico, restricciones medioambientales y acceso al capital.
- Los países OCDE requerirán más de US\$ 4 billones para aumentar y reemplazar los sistemas de producción de energía. El nuevo marco de los mercados eléctricos liberalizados ha creado muchos cambios e incertidumbres en la inversión. En este nuevo marco los riesgos de inversión para centrales de pico son altos, comparado con las centrales bases. Las políticas del mercado deben abordar estos problemas para que exista un marco en el que se estimule las inversiones adecuadas y a tiempo.
- La inversión en redes de transmisión requiere una particular atención. En algunas regiones como en Estados Unidos y ciertos países de Europa se ha dado prioridad a la inversión en generación dejando un poco olvidada la inversión en redes de transmisión. Los mercados liberalizados de energía requieren incrementar los niveles de inversión en transmisión para adaptarse al comercio de grandes volúmenes de electricidad. También serán necesarios altos niveles de inversión en transmisión debido al incremento de la producción a través de energías renovables.
- Las regulaciones medioambientales, que requieren centrales que reduzcan las emisiones contaminantes como dióxido de azufre y óxidos nítricos, se están volviendo más restrictivas. La legislación medioambiental abordará cada vez más los gases de efecto invernadero. Las incertidumbres sobre la futura legislación aumentan los riesgos de los inversores.
- Los países en vías de desarrollo requerirán una inversión del orden de US\$ 5 billones. Para muchos países, la inversión es necesaria para aumentar los actuales niveles y alcanzar un crecimiento económico y objetivos de desarrollo social, pero no hay garantías de que esta inversión esté

próxima. La incertidumbre acerca de cómo estos países utilizarán esta inversión es grande. Para superar estos obstáculos se requerirán grandes esfuerzos en reestructurar y reformar el sector eléctrico.

- En los países en vías de desarrollo será necesaria una mayor privatización del sector. Sin embargo, la inversión en privatización está descendiendo desde 1997. Hay una gran incertidumbre sobre cuando la inversión privada volverá a aumentar y de donde vendrán los nuevos inversores. Renovar la participación del sector privado llevará su tiempo y políticas apropiadas. Esta cuestión representa una de las mayores incertidumbres en el futuro del sector eléctrico.
- El Escenario Político Alternativo de la OCDE muestra cómo las políticas dirigidas a abordar los problemas medioambientales y a incrementar la eficiencia energética podría afectar a la inversión en los próximos treinta años. Con una demanda eléctrica menor y un mayor abanico de capital de inversión, la inversión total en el sector energético en los países OCDE en el Escenario Político Alternativo es un 20% menor que en el Escenario de Referencia. La inversión en renovables en el Escenario Alternativo cubrirá la mitad de la inversión total en nueva generación. Debido a que las otras opciones de generación son más baratas, la inversión en proyectos de energía renovable tendrá que tener un mercado de garantía para su electricidad. Para estimular las renovables, los gobiernos necesitarán crear un mercado que premie a aquellos que inviertan en este tipo de energía.
- Con las presentes políticas, cerca de 1,4 mil millones de personas en los países desarrollados todavía no tendrán acceso a la electricidad en 2030. La inversión adicional para alcanzar el 100% de acceso a la electricidad es de US\$ 665 mil millones.

Los cinco mayores países del mundo que no pertenecen a la OCDE (“Los Cinco Grandes”), China, Rusia, India, Indonesia y Brasil, necesitarán cerca de un tercio de la inversión total en electricidad. La cuantía de esta inversión se puede ver en el siguiente cuadro.

**Cuadro 5.- Inversión en Los Cinco Grandes (US\$ mil millones)**

	PIB (US\$ mil millones)		Inversión 2001-2030 (US\$ mil millones)	Crecimiento de PIB (%)
	2001	2030		
China	1.398	5.35	1.913	2,1
Rusia	411	947	377	1,9
India	530	1.961	665	2,0
Indonesia	236	712	184	1,4
<b>Brasil</b>	<b>872</b>	<b>2.025</b>	<b>332</b>	<b>0,8</b>

El mercado de la electricidad está organizado en torno a empresas de energía cuyo tamaño varía sustancialmente. El siguiente cuadro muestra las diez mayores compañías del mundo, según su capacidad instalada. Estas compañías cuentan con un quinto de la capacidad mundial instalada. En la pasada década, muchas compañías invirtieron en otros países de su entorno o de otras regiones. La actividad fue particularmente intensa en Europa. Un gran número de compañías eléctricas invirtieron en proyectos de energía en los países en vía de desarrollo. Sin embargo, muchas de estas compañías están ahora retirándose o vendiendo estos activos y su interés en nuevos proyectos en estos países es muy limitado.

**Cuadro 6.- Las diez mayores compañías eléctricas mundiales**

<b>Compañía</b>	<b>País</b>	<b>Capacidad (GW)</b>
RAO-UES	Rusia	156
EDF	Francia	121
TEPCO	Japón	59
E.ON	Alemania	54
SUEZ	Francia	49
ENEL	Italia	45
RWE	Alemania	43
AEP	Estados Unidos	42
ESKOM	Sur África	42
ENDESA	España	40

La inversión en nuevas plantas de generación se espera que sea del orden de US\$ 4 billones hasta el 2030. Esta inversión está repartida entre diferentes tecnologías de distinto coste de capital. Estos costes se pueden ver en el Cuadro 23.

**Cuadro 7.- Costes estimados de inversión de capital (US\$ por kW)**

Tecnología	Coste de capital
Ciclo combinado	400-600
Carbón convencional	800-1.300
Carbón avanzado	1.100-1.300
Carbón gasificado	1.300-1.600
Nuclear	1.700-2.150
Turbina de gas-central	350-450
Turbina de gas-distribuido	700-800
Generador diesel	400-500
Central de fuel	3.000-4.000
Eólica terrestre	900-1.100
Eólica marina	1.500-1.600
Fotovoltaica-distribuida	6.000-7.000
Fotovoltaica-central	4.000-5.000
Bioenergía	1.500-2.500
Geotérmica	1.800-2.600
Hidráulica	1.900-2.600

Cerca de 2.000 GW de la nueva generación eléctrica serán de centrales de gas. Casi la mitad de este incremento será en los países OCDE, donde el gas está altamente disponible y además no tiene el alto coste medioambiental del carbón. También se esperan grandes aumentos de la generación por gas en los países con economías en transición y en países en vías de desarrollo.

El aumento de generación por gas en el período 2001-2030 sobrepasará los 1.400 GW. Cerca de la mitad de estas nuevas plantas se construirán en China e India. La construcción de nuevas plantas nucleares alcanzará 150 GW, principalmente en los países asiáticos. La energía hidráulica permanecerá como la energía renovable más importante, con 430 GW de nueva capacidad, mientras que la generación a través de otras renovables aumentará cerca de 400GW.

**Cuadro 8.- Resumen de las necesidades de inversión en el sector eléctrico, 2001-2030 (US\$ mil millones)**

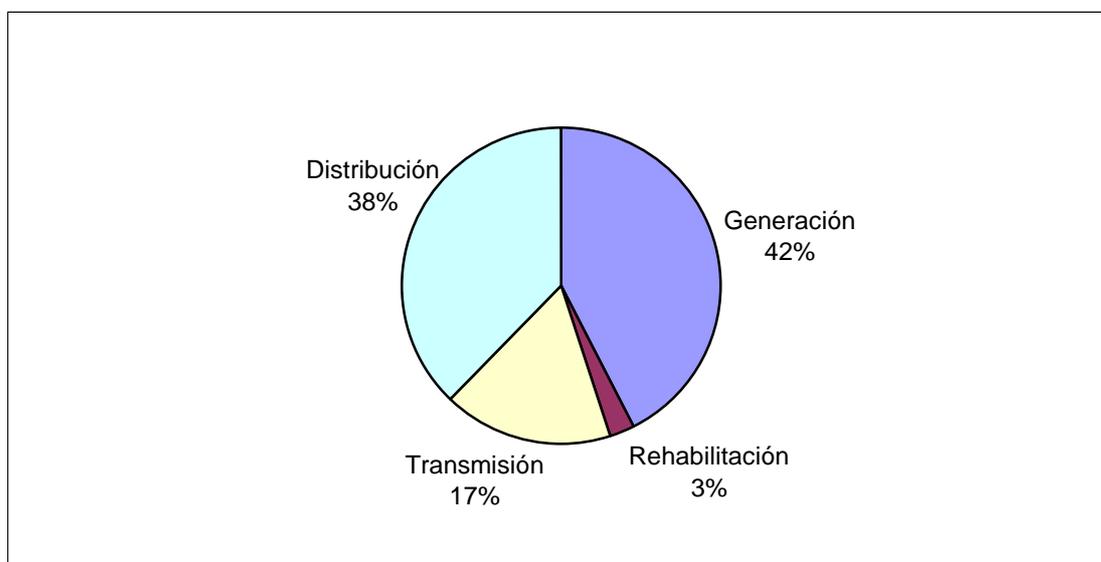
	Generación		Trans	Distrib	Total
	Nueva	Rehabilitada			
OCDE Europa	645	62	143	501	1.351
<i>de los cuales la UE</i>	525	52	120	413	1.110
OCDE Norteamérica	717	137	295	728	1.876
<i>de los cuales EEUU y Canadá</i>	654	130	261	649	1.694
OCDE Pacífico	357	61	131	260	809
<i>de los cuales Japón, Australia, N Zelanda</i>	274	48	98	185	606
<b>Total OCDE</b>	<b>1.719</b>	<b>260</b>	<b>569</b>	<b>1.488</b>	<b>4.036</b>
Economías en transición	297	41	82	280	700
<i>de los cuales Rusia</i>	157	21	45	124	377
China	795	50	345	723	1.913
Este de Asia	344	22	133	301	799
<i>de los cuales Indonesia</i>	72	6	33	74	184
Sur de Asia	310	18	142	312	783
<i>de los cuales India</i>	268	15	119	262	665
América Latina	317	19	128	281	744
<i>de los cuales Brasil</i>	149	7	54	122	332
Oriente Medio	92	156	47	103	258
África	206	13	123	266	609
<b>Total países en vías de desarrollo</b>	<b>2.064</b>	<b>138</b>	<b>918</b>	<b>1.987</b>	<b>5.106</b>
<b>Total mundial</b>	<b>4.080</b>	<b>439</b>	<b>1.568</b>	<b>3.755</b>	<b>9.841</b>

A continuación se comentan las perspectivas obtenidas para Brasil, de vital importancia para Paraguay, debido a su relación de vecindad y el gran potencial que tiene su economía.

## 4.2. PERSPECTIVA DE INVERSIÓN EN LATINOAMÉRICA

Las perspectivas de inversión en el sector eléctrico en América Latina para el período 2001-2030 se estiman en US\$ 744 mil millones, lo que supone aproximadamente unos US\$ 25 mil millones por año. Este valor corresponde a un 7,5% de la inversión en electricidad a nivel mundial. Las inversiones en generación suponen un 42% del total de las cuales el 67% se espera que se produzca en energías renovables. El 38% se empleará en distribución y el 17% en transporte.

**Gráfico 2.- Inversión en electricidad en América Latina, 2001-2030 (US\$ 744 mil millones)**



## 4.3. PERSPECTIVAS EN BRASIL

### 4.3.1. VISIÓN GENERAL

La demanda de electricidad en Brasil aumentará 2,5 veces desde 2000 hasta 2030, creciendo una media anual de 3,2%. Para hacer frente a este gran aumento, el país necesitará una inversión de más de US\$ 330 mil millones en el sector eléctrico. Más de la mitad de esta inversión se tendrá que destinar a redes de transmisión y distribución.

La capacidad instalada en Brasil a finales de 2000 era de 71 GW, siendo el 85% de origen hidráulico. Las centrales brasileñas produjeron 349 TWh de electricidad en 2000 y las importaciones alcanzaron la cantidad de 44 TWh.

Las pérdidas por transmisión y distribución son de las mayores del mundo (alrededor del 15-16% del suministro doméstico total) debido a las grandes distancias que caracterizan a la red eléctrica brasileña (en la que las fuentes de recurso hidráulico están lejos de los centros de consumo), además de ser una red vieja y poco mantenida y con muchos robos.

Mientras que el 80% del sector de la distribución está privatizado, el sector de generación es todavía de propiedad pública. Sólo Eletrobras controla más del 45% de la capacidad total de Brasil. El anterior gobierno brasileño planeaba reducir esta influencia de Eletrobras con privatizaciones, sin embargo, el nuevo gobierno del Partido Laborista renunció a estos planes de privatización e intenta aumentar el papel de Eletrobras convirtiéndola en el mayor promotor en inversiones.

Brasil empezó a desregularizar su mercado eléctrico en 1995. En 1996 se estableció la agencia reguladora (ANEEL) y en 1998 se creó el operador del sistema de transmisión nacional. En septiembre de 2000 se creó un mercado eléctrico a gran escala y fue puesto bajo la autoridad de ANEEL en 2002. ANEEL juega un papel principal en la promoción y construcción de nuevas líneas de transmisión.

Tractebel Energia (perteneciente a Suez/Tractebel) se convirtió en la mayor compañía privatizada brasileña, con una capacidad instalada de más de 5 GW. Muchas otras compañías extranjeras (estadounidenses y europeas principalmente) están también presentes en el mercado brasileño.

En 2002, Brasil tuvo una grave crisis eléctrica causada por la escasez de lluvias, lo que afectó a la generación hidráulica, y por la carencia de inversiones en generación y transmisión. Entre 1990 y 2000, la producción de electricidad aumentó una media de 4,6% anual, mientras que la capacidad sólo aumentó un 3,1%. Como consecuencia, los márgenes de reserva bajaron y el sistema se convirtió en más dependiente aún de las lluvias anuales. La crisis fue resuelta mediante un programa de racionamiento durante un período de 10 meses. Dicha crisis mostró la necesidad de Brasil de diversificar su matriz energética para reducir su dependencia de la energía hidráulica.

#### **4.3.2. EXPECTATIVAS DE INVERSIÓN**

La inversión en generación en los próximos treinta años alcanzará los US\$ 156 mil millones, la mayoría de los cuales se destinarán a la construcción de 120 GW de nuevas centrales. La inversión para el desarrollo de los sistemas de transmisión y distribución brasileños será de unos US\$ 175 mil millones. La insuficiente inversión en líneas de transmisión y distribución fue una de las causas de las crisis eléctrica de 2001 y uno de los factores que tendrán que mejorar en los próximos 30 años.

### **4.3.3. CUESTIONES CLAVES EN LA INVERSIÓN Y CONSECUENCIAS**

La nueva capacidad se dividirá a partes iguales entre inversiones de capital intensivo en hidráulica e inversiones de poco capital en plantas de gas. La construcción de centrales hidráulicas irá disminuyendo gradualmente con el fin de reducir la dependencia de esta energía y porque los principales recursos hídricos están situados muy lejos de los centros de consumo, requiriendo grandes inversiones en líneas de transmisión. Los aspectos medioambientales también influyen en el aspecto anterior ya que la mayor parte del potencial hídrico brasileño se encuentra en el Amazonas.

Es improbable que la inversión privada construya nuevas centrales hidroeléctricas por su alto coste inicial y el largo período de construcción. Por lo tanto, el desarrollo de nuevas centrales hidráulicas será responsabilidad del gobierno. A largo plazo, la inversión en hidráulica probablemente se enfocará en modernizar las centrales ya existentes, en construir plantas de media potencia o reactivar la minihidráulica.

En Febrero de 2000, el gobierno brasileño lanzó el Programa de Prioridad Termoeléctrica, que consiste en una serie de medidas para aumentar y estimular las inversiones en plantas de generación térmica, principalmente centrales de ciclo combinado. La mayoría de estos proyectos son cofinanciados por la compañía estatal Petrobras e inversores extranjeros. El banco nacional de desarrollo, BNDES, concede financiación con condiciones favorables.

En un mercado como el brasileño en el que predomina la generación hidráulica, los precios de la electricidad dependen de la cantidad de lluvia anual habida. El atractivo económico en centrales de gas para los inversores extranjeros dependerá fundamentalmente del tipo de contrato entre los inversores y el gobierno.

En el período 1990-2001 Brasil fue el principal destinatario mundial de inversiones en electricidad. La inversión privada aumentó constantemente en los años 90, siguiendo el programa de privatizaciones, pero cayó espectacularmente en 2001. El futuro de la inversión privada en Brasil depende de la capacidad de su mercado eléctrico y de gas de proporcionar unas condiciones estables y seguras.

## 5. RESUMEN DE INVERSIONES EN AMÉRICA LATINA

A continuación se muestran las previsiones de inversiones en América Latina según el Escenario de Referencia empleado por la AIE:

Inversión (mil millones US\$)		2001- 2020	2011- 2020	2021- 2030	2001- 2030
<b>Inversión total regional</b>		<b>339</b>	<b>440</b>	<b>558</b>	<b>1.337</b>
<b>Petróleo</b>	<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>112</b>	<b>133</b>	<b>336</b>
	Exploración y desarrollo	70	81	90	241
	Petróleo no convencional	15	17	27	59
	Refino	6	14	17	37
<b>Gas</b>	<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>78</b>	<b>115</b>	<b>247</b>
	Exploración y desarrollo	28	45	68	141
	Licuefacción GNL	7	3	4	15
	Gasificación GNL	-	-	-	-
	Transporte	10	16	23	49
	Distribución	9	12	19	39
Almacenamiento	0	1	1	2	
<b>Carbón</b>	<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>10</b>
	Total minería	3	3	3	9
	<i>nueva capacidad minera</i>	2	5	2	6
	<i>capacidad minera sostenida</i>	1	1	1	3
	Transporte	0,4	0,3	0,5	1,2
<b>Electricidad</b>	<b>Total</b>	<b>191</b>	<b>247</b>	<b>306</b>	<b>744</b>
	Generación	86	111	120	317
	<i>de las cuales renovables</i>	63	78	69	211
	Rehabilitación	5	6	8	19
	Transporte	32	41	55	128
Distribución	69	89	124	281	

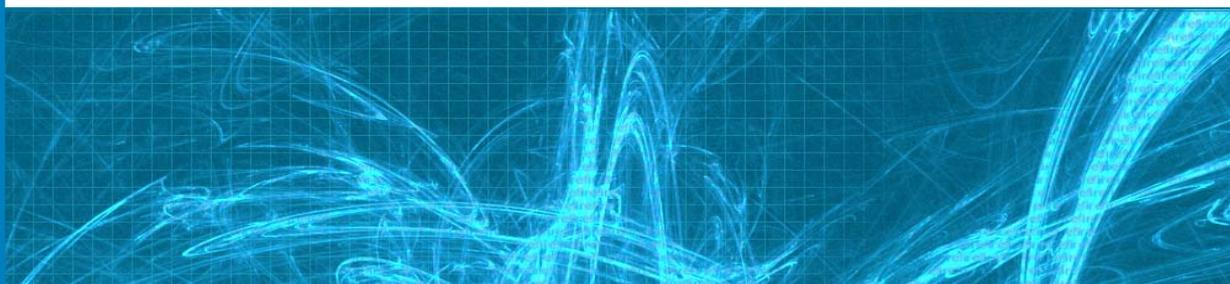
A continuación se muestran los datos de suministro e infraestructuras para América Latina según el Escenario de Referencia:

Suministro e Infraestructuras		2000	2010	2020	2030
<b>Petróleo</b>	Producción (md/d)	7	9	10	12
	Comercio neto (mb/d)	-2	-3	-3	-3
	Capacidad de refino (mb/d)	6	6	8	9
<b>Gas</b>	Producción (bcm)	116	217	339	516
	Comercio neto (bcm)	-11	-45	-68	-103
	Capacidad licuación GNL (bcm)	4	48	74	111
	Capacidad gasificación GNL (bcm)	-	-	-	-
	Transporte gasoductos (miles km)	30	47	74	114
	Distribución gasoductos (miles km)	121	217	320	472
	Almacenamiento	0	1	4	6
<b>Carbón</b>	Producción carbón (t)	54	77	94	115
	Exportaciones (Mt)	44	63	77	92
	Importaciones (Mt)	22	29	36	48
	Capacidad de transporte	94	113	133	162
	<i>para exportaciones</i>	55	74	90	109
	<i>para importaciones</i>	39	39	42	53
<b>Electricidad</b>	Capacidad generación (GW)	180	256	357	492
	<i>Carbón</i>	6	9	12	19
	<i>Fuel</i>	30	32	32	26
	<i>Gas</i>	28	68	124	219
	<i>Nuclear</i>	3	3	4	4
	<i>Hidráulica</i>	109	139	175	205
	<i>Otras renovables</i>	4	6	11	19
	Población urbana sin electricidad (millón hab)	6	1	0	0
	Población rural sin electricidad (millón hab)	50	35	28	23
<b>Indicadores</b>	PIB (millón US\$)	1.748	2.339	3.171	4.219
	Población (millón)	416	477	534	584
	Densidad de población (hab/km <sup>2</sup> )	22	26	29	32
	Electrificación (%)	87	93	95	96
	Energía/capita (tep/capita)	1	1	1	2



**PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA**  
Secretaría Técnica de Planificación

**MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS  
Y COMUNICACIONES**  
Viceministerio de Minas y Energía



**PLAN ESTRATÉGICO DEL SECTOR ENERGÉTICO  
DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY (2004-2013)**

**DOCUMENTO II: PROPUESTA DE UN NUEVO  
MARCO REGULATORIO**

Enero 2005

**INDICE**

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA.....</b>	<b>3</b>
SECCIÓN 1	LA LIBERALIZACIÓN EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA .....	3
SECCIÓN 2	EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA.....	9
SECCIÓN 3	EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN ESPAÑA.....	14
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN LOS PAÍSES DEL MERCOSUR .....</b>	<b>43</b>
SECCIÓN 1	MERCOSUR.....	43
SECCIÓN 2	ARGENTINA.....	54
SECCIÓN 3	BRASIL.....	62
SECCIÓN 4	URUGUAY.....	71
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN PARAGUAY .....</b>	<b>77</b>
SECCIÓN 1	EL SECTOR ELÉCTRICO.....	77
SECCIÓN 2	EL SECTOR DEL GAS.....	111
SECCIÓN 3	EL SECTOR DEL PETROLEO .....	122
SECCIÓN 4	PROSPECCIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	135
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>DIAGNÓSTICO .....</b>	<b>142</b>
<b>CAPÍTULO 6</b>	<b>PROPUESTA DE UN NUEVO MARCO REGULADOR.....</b>	<b>144</b>
SECCIÓN 1	ESCENARIO REGULATORIO PROPUESTO .....	144
SECCIÓN 2	OBJETIVOS .....	150
SECCIÓN 4	LÍNEAS DE ACTUACIÓN.....	151
SECCIÓN 5	MEDIDAS EN RELACION CON MERCOSUR .....	153
SECCIÓN 6	MEDIDAS EN RELACIÓN CON LA ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL.....	155
SECCIÓN 7	MEDIDAS EN RELACIÓN CON EL SECTOR ELÉCTRICO .....	158
SECCIÓN 8	MEDIDAS EN RELACION CON EL SECTOR DEL GAS .....	162
SECCIÓN 9	MEDIDAS EN RELACIÓN CON EL SECTOR DEL PETRÓLEO .....	167
SECCIÓN 10	MEDIDAS EN RELACIÓN CON LAS ACTIVIDADES DE PROSPECCIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	170
SECCIÓN 11	MEDIDAS EN RELACIÓN CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES .....	172

## CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

### 1 Objeto del documento

- 1.1 El objeto del presente trabajo es proponer un plan estratégico para el desarrollo del sector de la energía en Paraguay en los próximos años (**PESE**). El PESE comprenderá simultáneamente los aspectos socio-económicos, técnicos y jurídicos. En particular, el presente documento versa sobre los aspectos jurídicos.

### 2 Metodología

- 2.1 Se ha seguido una metodología habitual en este tipo de trabajos: definición de la misión; análisis de la situación del entorno y en Paraguay; elaboración de diagnóstico; definición de un escenario futuro de tendencia, la visión; fijación de objetivos; fijación de líneas de actuación; y finalmente medidas concretas para alcanzar dicho escenario.
- 2.2 El presente capítulo 1 contiene la definición de la misión, así como la presente breve exposición de la metodología.
- 2.3 En el capítulo 2 se analiza el caso de la Unión Europea y en particular, el caso de España. La Unión Europea supone un proceso de integración de países semejante al que representa MERCOSUR. En cuanto a España, supone un caso particular de cómo un país mediano en el marco de la Unión Europea afrontó el proceso de integración en el mercado común, adoptando las medidas necesarias para: fomentar el consumo, diversificación y eficiencia de la energía, en beneficio del desarrollo económico del país; y para crear un sector nacional moderno, saneado financieramente y líder en tecnología, que ha mantenido su protagonismo en el mercado nacional e iniciado un proceso de internacionalización.
- 2.4 En el capítulo 3 se analiza el marco jurídico del MERCOSUR y de los países que lo integran, Brasil Argentina y Uruguay. Paraguay, como integrante del MERCOSUR, debe preparar sus sectores de la energía para el proceso de integración del MERCOSUR, adaptando su marco jurídico en la dirección que marcan las iniciativas del MERCOSUR. Asimismo, Paraguay debe tener en cuenta como ha evolucionado el marco jurídico en los otros países del MERCOSUR con los que deberá integrarse progresivamente en un mercado interno de la energía. En la medida en que dichos países iniciaron sus procesos de modernización de su legislación antes que el Paraguay, el estudio de sus casos puede servir de modelo para el Paraguay, teniendo en consideración las medidas que en dichos casos tuvieron éxito y aprendiendo los errores que deben evitarse.
- 2.5 En el capítulo 4 se analiza el marco jurídico en Paraguay. El Paraguay es el objeto del PESE y por ello el análisis de su marco jurídico se realiza con mayor detalle y extensión. En particular, se analiza no sólo la legislación vigente, sino también las propuestas de legislación realizadas en los últimos años, así como aquellas que en la actualidad están en tramitación.
- 2.6 En el capítulo 5 se realiza una breve conclusión de las principales fortalezas y debilidades del marco jurídico en Paraguay y que resultan del análisis realizado en los tres capítulos precedentes.

- 2.7 Por fin, en el capítulo 6 se realiza la propuesta de un escenario de tendencia, los objetivos, líneas de actuación y medidas para la consecución de dicho escenario.
- 2.8 Como hemos señalado en el epígrafe precedente, el presente PESE tiene como característica su interdisciplinariedad, socio-económica, técnica y jurídica. Asimismo, el trabajo ha sido desarrollado simultáneamente por un equipo con componente socio-económica, técnica y jurídica. Por fin, gracias a la colaboración de las autoridades del Paraguay y al interés de los agentes, se ha podido mantener un diálogo amplio y abierto con los agentes protagonistas del sector de la energía.

## **CAPÍTULO 2 ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN LA UNIÓN EUROPEA Y EN ESPAÑA**

*(Actualizado a enero de 2005)*

### **SECCIÓN 1 LA LIBERALIZACIÓN EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA**

#### **1 Previo**

1.1 La energía juega un papel clave en el desarrollo económico y social de todos los países, no sólo por ser uno de los grandes sectores económicos, sino porque alrededor de este mercado se concentran intereses políticos que van más allá de las fronteras de un determinado país, a lo que debemos sumar la preocupación medio ambiental y las nuevas tendencias en el consumo y producción de energía. El proceso de liberalización es el nuevo paradigma que preside la regulación de los mercados en el entorno global en el que actualmente nos encontramos inmersos. Este proceso de liberalización, que comenzó en la década de los ochenta, se encuentra en estos momentos en su fase de desarrollo pleno. Sin embargo, a pesar de las virtudes que tradicionalmente se han predicado de la liberalización energética, ésta no siempre ha generado todo los frutos esperados dando lugar a resultados no plenamente satisfactorios. Por ello, es preciso analizar en profundidad las características concretas del mercado en el que en cada caso nos encontramos para elegir el proceso reformador que mejor se adapte al mismo y a su idiosincrasia social y económica.

#### **2 Razones tradicionales para la liberalización**

##### **2.1 El incremento de eficiencia de las empresas privadas**

Tradicionalmente se ha mantenido la tesis de que las industrias que están fuertemente influidas por el Estado son de ordinario, poco eficientes y faltas de competitividad internacionalmente, por su menor eficacia, su escasa capacidad de innovación tecnológica y su falta de dinamismo empresarial. De una parte, sin perjuicio de reconocer que la ineficiencia puede darse también en las empresas privadas, se ha dicho que la multiplicidad de fines ajenos a la industria a las que solían obedecer las empresas públicas - prestación de servicio público, políticas laborales contención de la inflación o desarrollo de sectores estratégicos- va en lógico detrimento de la búsqueda de la máxima rentabilidad que guía a las empresas privadas. De otra parte, se ha argumentado que sus gestores estaban más vinculados con la esfera política que con la empresarial. La literatura ligada a la teoría de la agencia y los derechos de propiedad estudia con claridad como para que el desarrollo de una empresa sea eficiente, los intereses de los gestores deben identificarse con los intereses de los propietarios. Si los intereses de los administradores y directivos de las sociedades públicas son diferentes de los intereses de los propietarios (y debemos recordar que las empresas públicas son patrimonio de la nación si su capital es público y de los accionistas privados si parte de su capital está en manos privadas), difícilmente pueden buscar la mayor rentabilidad cuando sus intereses son predominantemente políticos. Sin embargo, una tesis como la expuesta anteriormente, puede llevarnos a supuestos de "capitalismo salvaje" en los que los gestores de las empresas privadas dejen totalmente de lado los intereses de los accionistas en aras de su propio

enriquecimiento. Simplemente hay que fijarse en la proliferación de los escándalos financieros que se han producido durante los últimos años en grandes multinacionales con el caso Enron a la cabeza.

## 2.2 El aumento de competencia en el mercado

La mera transferencia del capital del Estado a los accionistas privados no basta para introducir la eficiencia, desde un punto de vista económico, si se mantiene la posición de monopolio. La verdadera liberalización no es tan solo, ni siquiera principalmente, una privatización de los modos de gestión ni la consagración de monopolios de titularidad privada sobre los mercados. Estas son técnicas auxiliares que sirven para llevar los monopolios estatales hacia el libre mercado, habida cuenta de la existencia de un consenso generalizado en la idea de que la libre competencia es la mejor garante de la correcta asignación de los recursos físicos y financieros. A pesar de ello, debemos tener en cuenta que en materias como la energía, en las que están en juego intereses generales que afectan a la totalidad de la población y que conllevan necesariamente la existencia de monopolios naturales habida cuenta de las grandes inversiones exigidas, se deben articular mecanismos para compatibilizar el juego del libre mercado con el pleno abastecimiento energético. Esto nos llevará a tener que adoptar soluciones mixtas, las cuales se encuentran a medio camino entre las teorías más liberales propugnadas por Adam Smith y la planificación centralizada.

## 2.3 Mejora de las finanzas públicas

En principio, la privatización permite que el Estado deje de invertir recursos productivos en empresas normalmente deficitarias y al tiempo se encuentra con un volumen de ingresos de origen contractual o "indoloro" y no de carácter fiscal. Desde este punto de vista, si la liberalización se apoya en una privatización, tiene un efecto inmediato sobre la situación presupuestaria y el nivel de endeudamiento del Estado que permite una reducción de la presión impositiva. Sin embargo, no podemos dejar de lado el hecho de que el Estado, a diferencia de las empresas privadas, no puede tener como único criterio de actuación la maximización de sus beneficios. El Estado cumple una insustituible labor social que, en algunas ocasiones exige el aumento del gasto público a fin de cubrir necesidades que no implican la obtención del máximo beneficio posible y que, en consecuencia, las empresas privadas no están dispuestas a satisfacer.

## 2.4 Desarrollo de un "capitalismo popular"

Cuando la liberalización se apoya en la oferta pública de venta (OPV) de las acciones al público, se permite que la propiedad accionarial de las empresas anteriormente citadas pase a un público más amplio. La OPV consigue involucrar a amplias capas de la sociedad en la renta variable, con lo que tiene de riesgo posibles beneficios, e integración en la estructura más directamente productiva, evitando al tiempo que se sustituya el poder del Estado en estos sectores por el poder de grupos privados. Cuando la privatización dirige uno de los tramos de la OPV a los trabajadores de la misma empresa, se permite una cierta transferencia de los medios de producción a favor de los trabajadores. Esta idea, basada en una filosofía de tinte populista e inspirada en el principio alemán de la cogestión, asume la concepción de que, en principio, la mano de obra será más eficiente, al tener el trabajador un contacto más directo con la actividad administrativa de control y gestión de la empresa y que ésta alcanzará mayores cotas de productividad y de rentabilidad. Sin embargo, no hay que olvidar que el "núcleo duro" de propietarios tras la privatización, lo componen los inversores institucionales. Este hecho provoca como resultado que dichos inversores

institucionales sean los que de verdad van a dictar la línea de actuación de la empresa privatizada, debilitando el papel de los pequeños inversores.

### **3 Principios inspiradores del nuevo modelo de los servicios públicos competitivos**

#### **3.1 Desintegración vertical del sector y separación de actividades**

Para conseguir la transparencia en las actividades, es preciso desligar, en una desintegración vertical (*unbundle*) las distintas fases o segmentos del negocio de que se trate, en las que casi siempre es posible distinguir entre las infraestructuras (comunes a todas) y servicios (singularizados) que deben ser prestados sobre la base de aquéllas, por distintos operadores en competencia. Los objetivos de la separación son, principalmente: (i) la distinción entre actividades potencialmente competitivas y no competitivas; y (ii) la transparencia informativa para eliminar las subvenciones cruzadas entre los diferentes servicios.

#### **3.2 Régimen jurídico de las actividades competitivas**

El régimen jurídico de estas actividades puede resumirse en 4 libertades:

(a) Libertad de entrada.

Frente al régimen tradicional de los derechos de exclusiva en la prestación de servicios, el nuevo modelo se basa en la apertura de los sectores a la iniciativa privada (libertad de entrada) y en la pluralidad de ofertas en los servicios. Cualquier operador que reúna los requisitos necesarios tendrá derecho a construir, explotar, comprar y/o vender las instalaciones necesarias para la actividad de que se trate. Naturalmente, será requisito para ello la obtención de una autorización administrativa, pero ésta tendrá carácter reglado y se limitará al control de las condiciones técnicas, económicas, legales, etc., que el ordenamiento fije.

(b) Libre acceso al mercado, a la red y a las infraestructuras básicas

Para que el mercado exista, es preciso reconocer a todos los operadores, el libre acceso al mismo y a aquellas instalaciones o infraestructuras sobre las que la prestación del servicio se base. No se puede obviar que la mayor parte de los servicios públicos están ligados a redes físicas o infraestructuras que casi siempre reúnen las características de un monopolio natural. Hay que reconocer a los operadores el derecho de acceso a las redes que es el derecho de acceso al mercado. La efectividad de dicho acceso determinará la competencia real en la oferta de servicios. Por ello, la asignación de los derechos de acceso y sus condiciones han de quedar definidos con toda precisión en la regulación. Se pueden dejar a la negociación bilateral algunos extremos (por ejemplo, la fijación del peaje por pacto entre las partes), pero si el acuerdo no llega deben establecerse reglas claras y una decisión rápida y ejecutiva que obligue a todos. De ahí que un elemento clave del nuevo modelo de regulación para la competencia sea la aprobación del Estatuto jurídico de las redes, esto es, de las condiciones para ejercer el acceso en términos objetivos, no discriminatorios, con fijación de un canon por su uso y determinación exacta de las razones que pudieran justificar una denegación de acceso (recuérdese que un canon excesivo es equivalente a una denegación). A estas exigencias responde la doctrina jurídica norteamericana de las "essential facilities" y la doctrina económica del TPA (Third Party Access).

(c) Libertad de contratación y formación competitiva de los precios.

Esta es la tercera libertad reconocida a las empresas gestoras de servicios competitivos: la libertad para operar bajo principios comerciales, sólo sujetas a aquellos límites o restricciones generales aplicables por igual a todas las empresas de mercado. Libertad para comprar y vender sus productos o servicios, libertad de importación y exportación, libertad para extender sus actividades a nuevas áreas o sectores conexos (diversificación empresarial) y, sobre todo, libertad de fijación de precios a sus clientes allí donde haya un mínimo de competencia y éstos puedan optar entre varias ofertas. La formación competitiva de precios es siempre mejor y más de fiar que el cálculo de costes marginales que pueda realizar la autoridad regulatoria. Por tanto, la función del regulador será velar por el respeto de las reglas del juego en la formación competitiva de precios y actuar contra prácticas restrictivas de la competencia. Esta libertad de contratación no es incompatible con una explotación unificada del sector cuando ésta sea conveniente por razones de optimización global, tal y como ocurre, por ejemplo, en los sectores eléctricos con multitud de operadores y centrales de generación. La existencia de un despacho central y la puesta en funcionamiento de las plantas de generación según costes marginales crecientes es algo conveniente para todos, pero ello no impide la libertad de contratación entre los operadores (productores y distribuidores), si bien en estos casos los contratos no suponen necesariamente transferencias físicas de energía, sino una reasignación de riesgos entre los agentes.

(d) Libertad de inversión

Finalmente, frente al modelo de planificación central vinculante de inversiones públicas, el nuevo modelo dejaría plena libertad para las nuevas inversiones, cuya rentabilidad quedará al riesgo y ventura del inversor. No se limitan beneficios ni pérdidas. La única limitación posible sería aquella que pudiera suponer un encarecimiento del sistema en su conjunto, como ocurriría por ejemplo en el supuesto, bastante impensable, de duplicación de redes cuando exista capacidad disponible en las ya construidas.

### 3.3 Las actividades no competitivas

No obstante lo dicho, aún existirán actividades no susceptibles de un régimen de competencia. Básicamente nos referimos a la instalación y gestión de infraestructuras de red, y a los llamados servicios universales o prestaciones de servicio universal.

(a) Gestión de la red

En primer lugar, las infraestructuras básicas y en especial las redes, deben tener una gestión autónoma, empresarial, no burocrática y al margen de los demás negocios para no perjudicar a la competencia. Debe, por lo tanto, diseñarse un estatuto jurídico de las redes que garantice el acceso de los terceros. Todo esto supone una ruptura con el concepto tradicional de derecho de propiedad. Se separan propiedad y uso, y aparece un nuevo tipo de propiedad vinculada por su destino y no por su titularidad. La propiedad se afecta al uso de unos terceros que tienen derecho a confiar en él.

(b) El servicio esencial universal

Estas últimas son aquellas modalidades a las que el mercado, por sí solo, no daría respuesta y la Autoridad entiende que deben ser cubiertas porque constituyen un

estándar mínimo de servicio al que todos tienen derecho. En este caso, la competencia no es posible porque no hay oferta. Y no la hay porque el coste de dichas prestaciones jamás cubriría el precio que por ellas se podría pagar y nadie estaría interesado en concurrir. En tales casos la regulación interviene de nuevo, imponiendo la obligación a cualquiera de los operadores del sector. Este es el planteamiento que ha venido a suponer una radical transformación de la concepción de los Servicios Públicos, y se basa en los siguientes caracteres:

- (i) No se califica como servicio público una actividad o sector en su conjunto, sino tan sólo algunas tareas, misiones o actuaciones concretas dentro de él. Ello exige, dentro de cada sector, determinar en concreto, cuáles son esas obligaciones que hay que garantizar con carácter universal.
- (ii) El abandono del concepto de reserva, con todo lo que este régimen jurídico lleva consigo, acercándose más a la idea de actividad reglamentada.
- (iii) Se sustituye el régimen cerrado y en exclusiva, que caracteriza hasta ahora los servicios públicos, por un régimen abierto, en principio, en cuanto a la entrada en el sector, bajo régimen de autorización reglamentada, sometida a una regulación por causa de servicio público y a la imposición de cargas u obligaciones de servicio, en la medida en que haya que garantizar determinadas prestaciones al público, que se impondrán de modo vinculante a todos cuantos actúen en el sector. El cumplimiento de tales obligaciones puede imponerse unilateralmente por la norma reguladora del servicio, o contractualmente, pactándolo en cada caso con los distintos operadores cuando se les otorga la autorización para operar en el sector. Tanto en un caso como en otro habrá que prever la correspondiente compensación económica cuando las concretas obligaciones de servicio al público no puedan ser costeadas por sus destinatarios.
- (iv) Estas prestaciones deben ser concretas, de carácter básico y universal, llegando a todos en las mismas condiciones.

#### **4 El cambio en el modelo de regulación de la energía**

4.1 Tras la liberalización en 1992 del sector del petróleo, la apertura llegó a los sectores de la electricidad y del gas. Los sectores de la electricidad y del gas han exigido durante décadas su sometimiento a regulación debido a una serie de características:

- (a) Son industrias en las que la actividad se desarrolla en fases sucesivas:
  - (i) En electricidad: generación, transporte, distribución y suministro
  - (ii) En gas: fabricación, adquisición, licuefacción (o no), transporte (por gasoducto o por barcos metaneros), regasificación (o no), almacenamiento, transporte (en alta o media presión), distribución y suministro.

Como en alguna de estas fases existen elementos de monopolio natural (en redes de transporte y distribución, y en infraestructuras de almacenamiento, licuefacción y regasificación), la solución tradicional fue la explotación de dichas actividades por una empresa integrada verticalmente, que asumía la obligación de invertir y de suministrar la electricidad o el gas, y asimismo los derechos exclusivos de suministro sobre una zona.

- (b) Suministran servicios esenciales para la comunidad, lo que tradicionalmente ha dado lugar a la declaración de servicio público de la actividad y a una regulación típica de servicio público, en particular a una retribución basada en costes.
  - (c) Son sectores estratégicos para la economía y es necesario adoptar una visión global a medio plazo. Por ello, y por el carácter cerrado del sector, tradicionalmente se han sometido a técnicas de planificación conjunta de carácter vinculante para los agentes en el denominado Plan Energético Nacional. En la planificación se han asumido objetivos de política energética muy diversos: garantía del suministro, racionalidad económica, abastecimiento con energías autóctonas (carbón nacional), eficiencia energética y efectos sobre el medio ambiente (promoción de cogeneración y fuentes de energía renovables).
  - (d) Son actividades intensivas en capital y de gran complejidad técnica, lo que conlleva barreras de entrada y exige cierta coordinación técnica en la operación. Esta ha dado lugar a la regulación para mantener la seguridad de la red y del servicio. En el sector eléctrico la necesidad de coordinación se acentúa, pues la electricidad no es almacenable, la demanda varía cada instante y en todo momento la oferta debe igualarse a la demanda, manteniendo los parámetros de seguridad de la Red.
  - (e) Existe una integración entre los subsectores energéticos: la electricidad es una energía final que utiliza diversas fuentes de energía primarias como el gas, el carbón, el petróleo, el uranio, el agua, el viento, etc. Por otra parte, gas y electricidad son energías sustitutivas, que compiten entre sí en el suministro final de energía a los consumidores. Para evitar disfunciones, dicha integración de los subsectores energéticos deben tenerse en cuenta en el modelo de regulación.
- 4.2 Dadas estas características, durante años se adoptó en el sector eléctrico y el gasista el modelo de regulación tradicional: un modelo cerrado, con derechos de exclusiva, con una regulación exhaustiva, con integración vertical de actividades, y presidido por los principios de planificación conjunta vinculante, explotación centralizada y remuneración en base a costes. Las razones del cambio de modelo han sido jurídicas, ideológicas y, sobre todo, económicas.
- (a) Razones ideológicas: la política liberalizadora, que confía más en el mercado que en la regulación.
  - (b) Razones jurídicas: las exigencias de apertura en el Mercado Interior Europeo, plasmadas fundamentalmente en las Directivas sobre el Mercado Interior de la Electricidad (1996) y sobre el Mercado Interior del Gas (1998).
  - (c) Razones económicas: la búsqueda de la eficiencia mediante la apertura de la competencia, en la medida en que ello sea posible en cada sector.
- 4.3 De esta forma, se está imponiendo en Europa, España y por todo el mundo un modelo abierto de "regulación para la competencia" presidido por los principios de planificación empresarial, explotación descentralizada, con acceso a las redes y remuneración en base a precios. Durante años hubo un debate entre los defensores del modelo tradicional y del modelo competitivo. Hoy en día, nadie duda de la necesidad de adoptar el nuevo modelo de regulación para la competencia. Sin embargo, esto no puede llevarse hasta sus últimas consecuencias debido a las especiales características que presentan el gas y la electricidad, a las cuales nos hemos referido anteriormente.

## **SECCIÓN 2 EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA**

### **1 Previo**

- 1.1 La nueva política energética de la Unión Europea tiene uno de sus pilares básicos en la liberalización del sector energético, cuya puesta en práctica busca fomentar la competencia para conseguir un mercado más ajustado, una reducción de precios y, en general, el saneamiento del sector. Una de las causas fundamentales que ha conducido a la liberalización en Europa ha sido el decisivo impulso de la Unión Europea en la introducción de la competencia.
- 1.2 La energía era uno de los objetivos fundamentales de la construcción del mercado común europeo. De hecho, dos de los tres tratados constitutivos se referían a fuentes energéticas (Tratado de EURATOM –Energía atómica- y Tratado CECA –Comunidad Europea del Carbón y el Acero-). Sin embargo, no fue hasta 1988 cuando se introdujo la expresión “mercado interior de la energía”, habiéndose de esperar hasta el Tratado de la Unión, o de Maastricht (1992), para que se introdujese específicamente una mención expresa a la política energética, que se desarrolla de manera distinta en cada uno de los subsectores energéticos.

### **2 El sector eléctrico**

- 2.1 En el ámbito de la Unión Europea, el proceso de liberalización en el sector eléctrico se inicia con la aprobación de la Directiva 96/92/CE. El contenido básico de la Directiva 96/92/CE se puede concretar en los siguientes puntos:
- (a) Principio de libertad de establecimiento de instalaciones de generación (ya sea mediante licitación o mediante autorización administrativa).
  - (b) Despacho de grupos de generación por criterios de precedencia económica.
  - (c) Libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución (ya sea regulado o negociado).
  - (d) Separación contable y de gestión de las actividades eléctricas.
  - (e) Libertad de elección de suministrador para los consumidores siguiendo un calendario que preveía la liberalización de todos los consumidores con un consumo anual superior a 9 GWh en enero de 2003.
- 2.2 En la actualidad ya se ha producido la transposición de la Directiva 96/92/CE a todos los países de la Unión Europea. La Comisión Europea consideró que la Directiva 96/92/CE era insuficiente para que el mercado interior de la electricidad se desarrollara plenamente, por lo que con fecha 13 de marzo de 2001 publicó una primera propuesta de modificación de la directiva 96/92/CE, sobre reglas comunes del mercado interior de la electricidad, que a su vez fue modificada por la propuesta de 20 de noviembre de 2002. Finalmente, el 26 de junio de 2003 se aprobó la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.
- 2.3 Por otra parte, el 26 de junio de 2003 se aprobó el Reglamento 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Con la entrada en vigor de la nueva Directiva

sobre electricidad 2003/54/CE y del Reglamento 1228/2003, todos los Estados miembros harán extensiva la competencia, en 2004, a todo lo que no sea los hogares, dándose el paso definitivo hacia la plena apertura del mercado, a más tardar, en 2007. A tal efecto, la directiva impone también la separación de las redes y la introducción de unas funciones reguladoras independientes. Esta nueva legislación pretende garantizar la máxima calidad del servicio a través de la definición de obligaciones de servicio público y de medidas favorecedoras de la seguridad del abastecimiento. Sin embargo, una industria de la electricidad sólida debe buscar un equilibrio permanente entre la oferta y la demanda de electricidad, haciendo a la vez posible la competencia entre diferentes generadores y proveedores. Además de las medidas de apertura del mercado ya en vigor, resulta esencial para alcanzar estos objetivos contar con los incentivos apropiados para invertir en las redes de transporte y distribución, así como para la gestión de la demanda y/o la generación de electricidad. En ausencia de tales inversiones, las reformas del sector eléctrico no tendrán éxito y existirá un riesgo creciente de interrupciones si la demanda de electricidad sigue aumentando al ritmo actual y la red se ve sometida a más tensiones.

- 2.4 La valoración de la Comisión, respaldada por las conclusiones de los propios gestores de redes de transporte, es que, para apuntalar el mercado único y contribuir a evitar nuevos posibles incidentes relacionados con la seguridad del abastecimiento, resulta necesario combinar la inversión en nuevas infraestructuras de transporte, los esfuerzos para limitar el crecimiento de la demanda y la construcción de nuevas instalaciones de generación. Considera asimismo indispensable una cooperación más estrecha entre los gestores de redes.
- 2.5 En este sentido, la propia Directiva 2003/54/CE indica que, a pesar de que la Directiva 96/92/CE ha contribuido significativamente para la creación de un mercado interior de la electricidad, subsisten deficiencias importantes que deben ser paliadas. En particular son necesarias medidas concretas en el ámbito de generación y para reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y comportamientos abusivos, garantizando así tarifas de transporte y distribución no discriminatorias mediante un acceso a la red basado en tarifas publicadas antes de su entrada en vigor, y velando por la protección de los derechos de los pequeños clientes y de los clientes vulnerables y la publicación de información sobre las fuentes de energía para la producción de electricidad, así como referencia a las fuentes, cuando estén disponibles, que faciliten información sobre su impacto medioambiental.
- 2.6 Por otra parte, hay que reseñar que, tanto la Directiva 96/92/CE como la Directiva 2003/54/CE establecen el principio de reciprocidad en el ámbito de la Unión Europea. De acuerdo con este principio no pueden prohibirse los contratos de suministro de electricidad con un cliente cualificado de la red de otro Estado de la Unión Europea si el cliente está considerado cualificado en las dos redes. Este principio de reciprocidad también es aplicado en el ámbito del gas natural que luego estudiaremos.
- 2.7 Una vez hecha referencia a la Directiva 2003/54/CE, hay que decir que el proceso de liberalización del mercado europeo de la energía continúa presentando importantes diferencias entre países, tanto en el grado de apertura de los mercados como en la amplitud del mercado internacional y el tamaño de las mayores empresas productoras.
  - (a) En el Reino Unido, las empresas de generación, después de una época de incertidumbre, han apostado por la integración vertical, tomando posiciones a la vista de la introducción del NETA (New Electricity Trading Arrangements, sistema que sustituyó al Pool en marzo de 2001). El mercado se subdivide en un mercado de futuros, un mercado bilateral a corto plazo organizado, y un mercado de ajustes

de programación, de modo que el grueso de la contratación es bilateral y el pool se limita a los ajustes. La actividad de distribución está sometida a regulación y sólo las empresas titulares de licencias de suministro pueden vender electricidad. La fase final de la liberalización se completó en junio de 1999. Actualmente todos los consumidores, unos 26 millones de clientes domésticos, tienen libertad de elegir suministrador.

- (b) En Alemania existen ocho empresas verticalmente integradas que controlan el 80% la generación del país, y el 21% de del suministro a clientes finales. Tras la liberalización del sector se está consolidando a través de fusiones y adquisiciones principalmente entre las ocho grandes, en empresas verticalmente integradas. La adaptación a la directiva se produjo en virtud de la Ley 28 de noviembre de 1997, que abrió, al menos en teoría, a la competencia la totalidad del mercado eléctrico. Cualquier consumidor de electricidad tiene, en teoría, la posibilidad legal de escoger un suministrador distinto, a través del acceso a la red de distribución existente. No obstante las campañas de captación de clientes domésticos por parte de las grandes generadoras alemanas, han obtenido resultados inferiores a los esperados.
- (c) En Francia, la ley aprobada por la Asamblea Nacional el 1 de febrero de 2000, un año fuera de plazo sobre la fecha prevista en la directiva eléctrica, representa una apertura mínima del mercado francés, que intenta proteger la posición de EDF, con cláusulas tales como la obligatoriedad de que los contratos de suministro se mantengan por un plazo de tres años, o que toda empresa eléctrica que se instale en Francia deba otorgar a sus empleados el mismo estatuto laboral que tienen los empleados de EDF. El acceso a las redes es regulado y sólo podrá negarse por razones objetivas y no discriminatorias. El servicio público de la distribución, en manos de los municipios y de EDF, se mantiene inalterado. Por lo que se refiere a la comercialización, tan sólo se permitió a los productores comprar electricidad para su reventa, con el fin de completar su oferta, siempre que tengan autorización y por un volumen de electricidad que se ha fijado por decreto. De modo coherente con lo anteriormente expuesto la ley mantiene a EDF como una empresa verticalmente integrada con la única obligación de llevar una contabilidad separada para cada una de sus actividades.
- (d) El proceso de reorganización del sector eléctrico portugués se inició en 1991 a través del Decreto Ley 7/1991, de 8 de enero, que transformó a EDP en la sociedad anónima de capital público que debía ser privatizada. El sistema eléctrico de servicio público se caracteriza por la existencia de contratos de concesión a largo plazo entre el concesionario de la red de transporte nacional, REN y las empresas de generación y distribución vinculadas, para garantizar el suministro a los consumidores cautivos. El sistema eléctrico no vinculado opera de acuerdo con las reglas del mercado, sin contratos a largo plazo obligatorios, entre clientes cualificados y generadores no vinculados. Para operar en este mercado es precisa autorización. En cuanto a EDP, es destacable su toma de control exclusivo en la eléctrica española Hidrocantábrico tras la autorización otorgada por la Comisión Europea en septiembre de 2004 al considerar que la operación no planteaba ningún problema de competencia dado que es un cambio de un control conjunto a otro exclusivo y que EDP/Hidrocantábrico deberá hacer frente a la competencia de otros grandes operadores en España. Esta cuestión está íntimamente relacionada con la operatividad del MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad), al cual haremos referencia más adelante.

- 2.8 La última edición del informe del Observatorio Europeo para la Liberalización de los Mercados Energéticos en Europa ha mostrado un avance significativo en países como Reino Unido y Alemania, en los que la cuota de mercado de las principales compañías del sector no supera el 25%, mientras que en otros, como Francia y Bélgica, los antiguos monopolios mantienen todavía cuotas por encima del 90%. El informe muestra que las interconexiones entre países no son aún suficientes para crear un único mercado europeo, con significativas diferencias en los precios al por mayor, entre países vecinos (como ocurre en Francia y Alemania) motivadas, fundamentalmente, por las congestiones "inter-fronteras", solamente donde no existen estas congestiones, los precios están alineados (como por ejemplo entre Alemania y Austria). Organizaciones europeas como ESTO (European Science and Technology Observatory) y EFET (European Federation of Energy Traders) están tratando de desarrollar un enfoque más armonizado, que pudiera impulsar un incremento significativo en el intercambio entre los distintos países, y clarificar donde la expansión de las capacidades de interconexión serían comercialmente viables.
- 2.9 El informe también analiza el grado de liberalización dentro de cada país, y pone de relieve que Alemania y Reino Unido son los países con un mayor porcentaje del mercado liberalizado, tanto en el segmento industrial y comercial como en el residencial. Como ya hemos indicado anteriormente, los recientes cambios introducidos en la Unión Europea relativos a la liberalización exigen que todos los mercados industriales y comerciales estén totalmente abiertos para el 2004, con total liberalización en el segmento residencial para el 2007. Esto va a afectar especialmente a aquellos países europeos donde la apertura del mercado es todavía limitada. El informe ha puesto de manifiesto el impacto de la liberalización en el precio de la energía, y muestra que los precios en el mercado residencial continúan cayendo en los países más liberalizados, particularmente en los que más recientemente se han incorporado al proceso, como Austria. En Reino Unido, los mecanismos establecidos por NETA han provocado una disminución de los precios de la electricidad en los mercados mayorista y minorista. Sin embargo, la investigación ha mostrado que la apertura del mercado no es el único factor que afecta al precio, sino que otros factores como el balance entre oferta y demanda, el mix de generación y las condiciones climáticas, entre otras, tienen una influencia decisiva en el nivel de precios.

### **3 El sector del Gas Natural**

- 3.1 La liberalización del mercado del gas constituye un elemento fundamental que fomenta el avance de la economía europea hacia los objetivos de eficacia y competitividad, dentro de un mercado cada vez más mundializado. El objetivo básico del mercado interior del gas natural, al igual que en los demás sectores de la economía europea, es crear un gran mercado único en Europa que integre los mercados nacionales que tradicionalmente habían estado compartimentados en mercados separados, normalmente dominados por un solo agente o por unos pocos.
- 3.2 La Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998, adoptada tras casi diez años de consultas y negociaciones, sentó las bases para la introducción de cambios profundos en el sector del gas y la creación de un mercado único del gas. Esta Directiva 98/30/CE establece normas comunes relativas a la conducción, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gas natural. Define las normas relativas a la organización y funcionamiento del sector del gas natural, incluido el gas natural licuado (GNL), así como las normas referidas al acceso al mercado, al funcionamiento de las redes y a los criterios y procedimientos que deberán aplicarse para otorgar autorizaciones de conducción, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural. Entre las características principales de la Directiva

98/30/CE están la abolición de derechos exclusivos, el reconocimiento de derechos no discriminatorios para construir nuevas instalaciones de infraestructura para el gas, el acceso no discriminatorio a la red de gas y la separación de las cuentas internas de las empresas integradas verticalmente.

3.3 La Comisión Europea ha considerado, al igual que en el caso de la electricidad, que la Directiva existente es insuficiente para que el mercado interior del gas se desarrolle plenamente. Por ello el 26 de junio de 2003 se aprobó la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interno de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

3.4 En el caso del sector gasista, al igual que en el caso del sector eléctrico, se prevé una liberalización para todos los clientes no domésticos en 2004 y para todos los demás clientes en 2007. Además, la Comisión propone igualmente reforzar el mercado interior del gas estableciendo un nuevo marco regulador para el transporte de gas a nivel europeo sobre la base de las conclusiones satisfactorias del Foro de Madrid más reciente. Este Reglamento sobre comercio transfronterizo de gas:

(a) Reflejará la legislación existente sobre comercio transfronterizo de electricidad.

(b) Preverá la adopción de directrices vinculantes detalladas sobre la base de las actuales directrices sobre buenas prácticas acordadas en el foro de Madrid y relativas a servicios de acceso de terceros que deben ofrecer los gestores de redes de transporte, gestión de la atribución de capacidad y de la congestión, incluidos mecanismos de "usar o perder" y de comercio secundario, exigencias en materia de transparencia, estructura y derivación de las tarifas, incluidas tarifas por equilibrado.

(c) Preverá un método de modificación de estas directrices a través de la comitología.

(d) Exigirá a los organismos reguladores nacionales que garanticen la aplicación de las directrices acordadas.

3.5 Respecto al grado de apertura del mercado gasista europeo, podemos decir que aunque se va avanzando paulatinamente en esta cuestión, aquél sigue siendo inferior al grado de apertura existente en el mercado de la electricidad. Una de las causas fundamentales que provocan estas deficiencias es el hecho de que las compañías nacionales existentes en cada Estado de la Unión Europea continúan dominando el mercado en sus respectivas áreas de actuación. La única forma de resolver este problema es crear un mercado único a nivel europeo que funcione correctamente. Una mejor gestión de las redes europeas reducirá los problemas de concentración de la producción e importación de gas en unas pocas compañías e implicará una mayor competencia. Dada la gran dependencia de la Unión Europea respecto de las importaciones de gas, el mercado gasista necesita soluciones armonizadas en materias fronterizas para satisfacer eficientemente la demanda de los países europeos. De hecho, la forma en la que la nueva Directiva 2003/55/CE sea implementada por cada país en materias clave tales como acceso a la red y gestión del sistema repercutirá en el mercado gasista del resto de países.

3.6 Por último, debemos hacer referencia al Protocolo de Kioto y a sus posibles repercusiones en la Unión Europea:

(a) El objetivo del Protocolo de Kioto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo

2008-2012. Este es el único mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Para ello contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de los 6 gases de efecto invernadero de origen humano como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). El Protocolo de Kioto entrará en vigor el 16 de enero de 2005 tras la ratificación del mismo por parte Rusia, ya que el tratado acordado en 1997 exigía el respaldo de un mínimo de 55 países, cuyas emisiones sumarias constituyeran en 1990 el 55% de la polución global. Con la adhesión de Moscú, que emite el 17,4% de dichos gases, queda superado el mínimo, ya que los 126 países que anteriormente lo habían aprobado sumaban un 44,2% de la emisión global.

- (b) En el caso de la Unión Europea, la existencia de Directivas que imponen criterios aún más estrictos que los previstos por el Protocolo de Kioto, hace que esta cuestión esté plenamente en vigor, con independencia de la entrada en vigor o no de dicho Protocolo. En particular, en España el reparto de asignación de autorizaciones de emisiones tuvo lugar por acuerdo del Consejo de Ministros de 21 de enero de 2005. El régimen de comercio de emisiones se contiene en el Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto.

### **SECCIÓN 3 EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN ESPAÑA**

#### **1 Introducción**

- 1.1 Sin duda, una de las razones básicas de la liberalización de los sectores eléctrico y gasista españoles ha sido la necesaria adaptación a las exigencias del Mercado Interior europeo. Estas exigencias son de tipo jurídico (la apertura mínima plasmada en las Directivas 96/92/CE y 98/30/CE) y económico (la necesaria reducción de los precios de la electricidad y el gas para aumentar la competitividad de la economía española dentro de los mercados europeos e internacionales).
- 1.2 En términos generales, se puede decir que las normas españolas son más liberalizadoras que las directivas europeas debido a que acortan los plazos previstos para que los clientes puedan elegir suministrador.

#### **2 El Sector Eléctrico**

- 2.1 Tras las dos crisis del petróleo de la década de los 70 (1973 y 1979), se promulgó en 1980 la Ley de Conservación de la Energía cuyos objetivos eran reducir la dependencia del petróleo, fomentar el ahorro de energía y promover las fuentes de energía renovables. La década de los ochenta se caracterizó por las importantes inversiones que hubo de acometer el sector eléctrico en un entorno de crisis económica altamente desfavorable: elevada inflación, altos tipos de interés real y bajo crecimiento de la demanda. Además, dado lo reducido del mercado de capitales nacional, el sector tuvo que acudir a los mercados internacionales en busca de financiación, básicamente en dólares americanos, divisa que experimentó una elevada apreciación durante esos años. En definitiva, a finales de los ochenta el sector eléctrico español se encontraba en un situación difícil: por una parte existía una elevada capacidad ociosa, como consecuencia de la política de diversificación, que fomentó la construcción de centrales de combustibles alternativos al petróleo, y conllevó una reducción de la utilización de

las centrales de fuel y, por otra parte, un elevado endeudamiento con altos tipos de interés real.

- 2.2 Con el fin de paliar esta situación, en 1988 se puso en marcha el llamado Marco Legal y Estable, un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas, que permitiera evitar el desequilibrio financiero. Este sistema tenía como parámetros fundamentales una metodología de amortización y retribución de las inversiones, una retribución de los costes de producción y distribución en base a valores estándar, un sistema de compensaciones entre los agentes y una corrección por desviaciones al finalizar el año. Durante los años noventa, gracias al Marco Legal y Estable, mejoró sustancialmente la situación económico-financiera de las empresas del sector eléctrico, a lo que también contribuyó la existencia de una sobrecapacidad, que hacía innecesario acometer nuevas inversiones en generación, como se ponía de manifiesto en el Plan Energético Nacional de 1990, y la estabilidad económica que proporcionó la integración real en la Unión Europea. Esa estabilidad permitió a las empresas españolas generar fondos para sanear su estructura financiera y acometer su expansión en otros sectores económicos y en otros países.
- 2.3 Junto a lo dicho, debemos apuntar que, al hilo de los aires liberalizadores que empezaban a correr por Europa, fue promulgada la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) que ya preveía la creación de un Sistema de Generación Independiente, que funcionaría en régimen de competencia, manteniendo un régimen regulado en el que, en principio, se inscribirían las instalaciones de generación ya existentes. Sin embargo, esta ley no llegó a desarrollarse.
- 2.4 De esta forma, podemos decir que la situación del sector eléctrico a 1 de enero de 1998 se caracterizaba por los siguientes aspectos:
  - (a) Propiedad pública y privada con un mercado dominado al 90% por Endesa e Iberdrola.
  - (b) Integración vertical generación-distribución de la energía eléctrica.
  - (c) Red de transporte separada.
  - (d) Retribución basada en costes reconocidos (costes estándar).
  - (e) Despacho coordinado centralmente (sujeto a restricciones de política energética), y tarifa única para cada cliente final.
- 2.5 El auténtico proceso de liberalización comienza el 1 de enero de 1998, fecha en la que entró en vigor la Ley del Sector Eléctrico 54/1997. Esta Ley introduce los cambios normativos más importantes de la historia del sector eléctrico en España. El proceso de liberalización contemplaba tres tipos de medidas: privatización, reestructuración y liberalización del sector.
  - (a) En primer lugar, mediante la privatización, se intentaba evitar reducir la participación del Estado en el sector.
  - (b) En segundo lugar, se intenta implementar la reestructuración del sector, fundamentalmente, a través de las siguientes medidas: (i) creación de un regulador independiente; (ii) separación actividades reguladas y operación del sistema independiente y (iii) reducción de la concentración (moratoria de inversión).

- 2.6 En cuanto a las medidas de liberalización, la Ley 54/1997, junto con el Real Decreto 2019/1997 que la desarrolla, constituye el paso definitivo del legislador para liberalizar el sector eléctrico español. De esta Ley merece destacarse el establecimiento de los siguientes tramos de mercado:
- (a) Mercado mayorista: Pool centralizado o sistema de subasta, denominado Mercado Diario donde la energía es ofertada y demandada diariamente por los generadores y los consumidores con entrega para el día siguiente, disponiendo de un mecanismo de ajuste para las posibles modificaciones (Mercado Intradiario). Se crea la figura del Operador del Mercado, entidad encargada de gestionar los aspectos económicos del mercado. Esta entidad es la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. (OMEL) creada el 24 de diciembre de 1997.
  - (b) Mercado minorista, con libertad de elección de suministrador (de aplicación progresiva): Se contempla la posibilidad de llevar a cabo transacciones bilaterales entre oferentes y demandantes de energía eléctrica al margen del mercado diario para su liquidación por entrega de energía eléctrica o por diferencias. De esta forma, aparece la figura del comercializador.
  - (c) Regulación y acceso garantizado de terceros a las redes de transporte y distribución.
- 2.7 Desde el 1 de enero de 1998 se realiza la subasta diaria de energía gestionada por OMEL, convirtiéndose en el primer mercado libre y organizado al contado de energía eléctrica de los países de la Unión Monetaria Europea. Sin embargo, sólo usuarios con un nivel de consumo anual superior a 15 GWh pudieron beneficiarse en un primer momento de la apertura del mercado eléctrico, ya que el proceso de liberalización ha sido gradual. En este sentido, es importante tener presente el término elegibilidad. Siguiendo la definición de la Comisión Nacional de Energía (CNE), se entiende por elegibilidad "el derecho de los consumidores a elegir el modo de contratar la electricidad y el gas natural, es decir, continuar a tarifa (precio fijado por el Gobierno) o contratar la electricidad con la empresa suministradora/comercializadora que desee a un precio libremente pactado". Por lo tanto, a partir del 1 de enero del 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tienen la condición de Consumidores Cualificados, disponiendo de la posibilidad de acceder al mercado competitivo y obtener la energía eléctrica más barata, a través de un comercializador, acudiendo directamente como agente o realizando contratos directamente con un productor. El hecho de que la mayor parte de los propietarios de OMEL sean fondos de pensiones y fondos de inversión, garantiza en cierta medida la imparcialidad en su actuación.
- 2.8 La liberalización del mercado eléctrico español introduce nuevas figuras y puede ofrecer nuevas oportunidades a los consumidores de electricidad particulares. Desde el 1 de enero de 2003 los consumidores de electricidad pueden elegir el esquema que prefieran entre las dos categorías de mercados siguientes:
- (a) Mercado a tarifa: Los consumidores contratan la electricidad a la misma empresa que la suministra físicamente, es decir, su distribuidora, a un precio máximo fijado por el Gobierno.
  - (b) Mercado liberalizado: Los consumidores contratan la electricidad con una empresa comercializadora a un precio libremente pactado, acuden al mercado mayorista organizado o contactan directamente con los productores.

2.9 Según se considere el mercado a tarifa o el mercado liberalizado, se distinguen diversos agentes y funciones:

- (a) Agentes que intervienen en el suministro de electricidad a los consumidores a tarifa son los siguientes:
  - (i) Productor o generador de electricidad: Realiza una actividad liberalizada en régimen de competencia. La actividad de producción incluye la transformación de energía eléctrica, así como, en su caso, la conexión con la red de transporte y distribución. Se distingue entre producción ordinaria de electricidad, concentrada fundamentalmente en cuatro empresas (Endesa, Iberdrola, Hidrocantábrico y Unión Fenosa), y producción en régimen especial, con potencia limitada a 50 MW (con más de 4.000 productores registrados).
  - (ii) Transportista: Desarrolla una actividad regulada y sus ingresos son fijados por el Gobierno. Transporta electricidad a través de redes de larga distancia desde las centrales eléctricas a las redes de distribución. Red Eléctrica Española se encarga de la gestión técnica.
  - (iii) Distribuidor: La distribución es una actividad regulada, basada en el transporte regional de electricidad desde las redes de transporte a los consumidores. Realizan la función de adquirir y facturar electricidad para consumidores a tarifa.
  - (iv) Clientes a tarifa: Contratan la electricidad con la compañía que les suministra físicamente (distribuidora) a un precio máximo fijado por el Gobierno (tarifa integral). El consumidor suscribe con el distribuidor una póliza de abono, pagando una tarifa integral que cubre la totalidad del suministro eléctrico.
- (b) Entre los agentes que intervienen en el suministro de electricidad a los consumidores en el mercado liberalizado, figuran los siguientes:
  - (i) Productor: Realiza su actividad liberalizada en régimen de competencia, contando con dos posibilidades para vender su producción eléctrica: el mercado mayorista organizado (pool) y los contratos bilaterales con agentes compradores de electricidad.
  - (ii) Transportista: Al igual que en el mercado a tarifa, desarrolla una actividad regulada y sus ingresos son fijados por el Gobierno, encargándose de transportar electricidad a través de redes de larga distancia.
  - (iii) Distribuidor: Realiza una actividad regulada, basada en el transporte regional de electricidad desde las redes de transporte a los consumidores. Si bien son frecuentes en este caso las cooperativas regionales y locales, los grandes grupos productores de electricidad han creado también sus propias empresas de distribución.
  - (iv) Comercializador: Desarrolla una actividad liberalizada en régimen de competencia. Compra electricidad en el mercado mayorista (pool) o a través de acuerdos bilaterales con generadores para venderla a consumidores que opten por mercado liberalizado a un precio libremente pactado. Al comercializador, que es una figura propia de mercado liberalizado, haremos referencia más adelante.

- (v) Agente Externo: Se entiende por agente externo a toda persona física o jurídica que entregue o tome energía eléctrica de otros sistemas exteriores. Cualquier productor, distribuidor, consumidor o comercializador externo al Sistema Eléctrico podrá solicitar al Ministerio de Industria y Energía que autorice su participación como agente externo en el mercado de electricidad.
  - (vi) Cliente: En un mercado liberalizado contrata con un comercializador a un precio libremente pactado, acuden al mercado mayorista organizado o contratan directamente con los productores.
- 2.10 El flujo físico de la electricidad es el mismo que en el caso anterior, es decir, la electricidad sigue siendo producida por el generador (productor) y llega al consumidor de igual forma, a través de las mismas redes de transporte y distribución. El consumidor de electricidad, esté en mercado a tarifa o en libre mercado, es atendido por las mismas redes de la empresa distribuidora de la zona, por lo que la calidad del suministro eléctrico es la misma. Sin embargo, en el mercado liberalizado las relaciones económicas varían. El consumidor tiene la opción de contratar la energía consumida con la empresa comercializadora, a un precio libremente pactado, y contratar directamente el acceso a las redes con la empresa distribuidora. Para ello el cliente deberá presentar un certificado de consumo o nivel de tensión y, en su caso, adaptar la medida o contador. El consumidor abonará la oportuna tarifa de acceso al distribuidor, con independencia de si realiza esta gestión el comercializador o el propio consumidor, ya que el consumidor siempre es el titular del contrato de acceso a las redes del distribuidor. El comercializador, por su parte, pagará, por un lado, a los productores la energía adquirida en el mercado mayorista (pool) o mediante contrato bilateral, y por otro lado, deberá satisfacer a los distribuidores la oportuna tarifa de acceso (precios regulados) por el uso de las redes.
- 2.11 En el Real Decreto 2019/1997, se indica que tendrán la consideración de agentes de mercado quienes entreguen o tomen energía de otros sistemas exteriores (agentes externos), distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. A partir del 1 de enero de 2003, cualquier consumidor puede solicitar ser agente del mercado eléctrico. En la actualización de octubre de 2003 del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados del Ministerio de Economía (actualmente Ministerio de Industria, Comercio y Turismo) figuraban 308 distribuidores de electricidad, 98 comercializadores y 14 agentes externos. No obstante, estas cifras se pueden ver incrementadas, ya que las Comunidades Autónomas con competencias en la materia, podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales, en los que estarán inscritas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquéllas.
- 2.12 Cabe resaltar que, ante la perspectiva de un mercado liberalizado, diversas compañías se han posicionado estratégicamente en varios sectores; así, los principales productores han tomado posiciones en el sector de la distribución, mediante compañías como Endesa Distribución Eléctrica S.L., Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A. Iberdrola Distribución Eléctrica S.A. y Unión Fenosa Distribución, S.A., y en el sector de comercialización. Desde finales de 2000 no se permite que una empresa ejerza simultáneamente las actividades de generación y distribución, pero se permite, en cambio, que empresas distintas pertenecientes a un mismo grupo empresarial puedan desempeñar por separado dichas actividades.
- 2.13 La figura del comercializador de electricidad fue creada a través de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Los comercializadores de electricidad compran electricidad a los productores, a través del mercado mayorista o bien directamente a

través de contratos bilaterales físicos, y la venden a los consumidores a un precio libremente pactado. Ejercen su actividad en competencia, ofreciendo precios y condiciones sin ninguna restricción. Es, por tanto, con estas empresas con las que se negocia el suministro de electricidad en el mercado liberalizado. Aparte de suministrar electricidad, los comercializadores pueden gestionar el contrato de acceso a redes con la empresa distribuidora, siempre en nombre del consumidor, que es, en definitiva, el titular de dicho contrato. Para poder operar en el mercado de electricidad, las empresas comercializadoras precisan haber sido autorizadas por el Ministerio de Economía (previa acreditación de la capacidad legal, técnica y económica para ejercer la actividad), aceptar las Reglas del Mercado y depositar una fianza en el OMEL. Los comercializadores pueden ofrecer, aparte de electricidad, cualquier otro tipo de bien o servicio. De hecho, en el Registro de Comercializadores del Ministerio de Economía se encuentran empresas cuya actividad principal difiere en gran medida del suministro eléctrico. Sin embargo, son los principales productores de electricidad, a través de las empresas Endesa Energía S.A., Iberdrola S.A., y Unión Fenosa Generación S.A. los que han tomado posiciones en el sector de comercialización de energía eléctrica.

- 2.14 Es importante señalar que, en principio, para el consumidor doméstico de electricidad, el equipo de medida no supone ninguna barrera técnica para ejercer su derecho a pasar de mercado liberalizado. En concreto, los consumidores domésticos de electricidad no tienen que cambiar sus contadores para contratar con el comercializador que deseen. Los 21 millones de clientes domésticos y las Pequeñas y Medianas Empresas (PYMEs) que dispongan de una potencia contratada de hasta 15 kW pueden cambiar, desde el 1 de enero de 2003, de compañía suministradora sin necesidad de invertir en nuevos equipos de medida siempre que su estructura de consumo coincida de forma sustancial con la media. Solamente deben instalar un interruptor de control de potencia (ICP) si no lo tuvieran ya instalado.
- 2.15 Por lo tanto, desde el 1 de enero de 2003, la legislación española reconoce al consumidor de energía el derecho de elegir la forma en la que contrata el suministro eléctrico. En este sentido, el consumidor peninsular puede optar por permanecer a tarifa integral y seguir contratando la electricidad con las empresas distribuidoras de las zonas, o pasar al mercado liberalizado. Para consumidores conectados en baja tensión no hay fecha establecida para la desaparición del mercado a tarifa, por lo que pasar a libre mercado es una opción. Sin embargo, para consumidores conectados en alta tensión, está previsto que en 2007 desaparezca el mercado a tarifa. El precio pagado por el consumidor a tarifa es un precio regulado y establecido anualmente por el Gobierno. Se aplican distintas tarifas en función de la potencia contratada y el consumo. La factura incluye todos los costes asociados al suministro. Los términos de la factura del consumidor a tarifa son los siguientes:
- (a) Facturación por Potencia: Término fijo que dependerá de la potencia contratada.
  - (b) Facturación por Consumo: Término variable que dependerá de la energía consumida.
  - (c) Impuesto especial sobre la electricidad (aplicado sobre la suma de los dos conceptos anteriores).
  - (d) Alquiler del equipo de medida y servicio de lectura.
  - (e) Impuesto sobre el Valor Añadido (16%): Aplicado sobre los conceptos anteriores.

- 2.16 Por su parte, la factura pagada por el consumidor en libre mercado incluye dos tipos de precios:
- (a) Precios regulados: precios máximos que establece el Gobierno y que corresponden a los siguientes conceptos:
    - (i) Peajes por el uso de las redes, que cubren los costes de transporte, de distribución, y de diversificación y seguridad de abastecimiento.
    - (ii) Alquiler del equipo de medida (contador) y servicio de lectura.
  - (b) Precios liberalizados: precios que el consumidor pacta libremente con su comercializador y que corresponden a la electricidad consumida.
- 2.17 A la vista de las distintas condiciones ofrecidas por los comercializadores, existen varias opciones para el consumidor en el mercado liberalizado de electricidad:
- (a) Permanencia en el mercado a tarifa: Pertenecen al mercado a tarifa aquellos consumidores que contratan la electricidad a través de la compañía distribuidora de la zona, que es la propietaria de las redes de distribución. El precio de los conceptos objeto de facturación son anualmente fijados por el Gobierno. Todos los consumidores domésticos y PYMEs conectadas en baja tensión se encontraban en el mercado a tarifa el 1 de enero de 2003. Los clientes a tarifa que opten por continuar en esta situación no precisan emprender ninguna acción, permaneciendo como clientes a tarifa, lo que implica que tienen un precio regulado, es decir, pagan un precio máximo fijado por el Gobierno, y las condiciones comerciales vienen determinadas por la póliza de abono firmada con el distribuidor.
  - (b) Cambio a mercado liberalizado: Son consumidores en mercado liberalizado aquellos que contratan la electricidad a través de un comercializador, directamente en el mercado mayorista (pool de electricidad) o bien establecen contratos bilaterales físicos con los generadores.
- 2.18 Aquellos clientes a tarifa que, tras comparar los precios y servicios ofertados por los comercializadores en el mercado liberalizado, con los ofrecidos en el mercado a tarifa, se decidan por adquirir electricidad del comercializador, deben firmar un contrato de adquisición de energía con el comercializador, quien se encargará de todos los trámites para hacer efectivo el cambio, y firmar el contrato de acceso a redes. Cabe destacar que, además de la energía eléctrica adquirida, debe pagarse el uso de las redes de transporte y distribución a la empresa distribuidora (precio regulado). El consumidor paga estos costes a través de las tarifas de acceso, que debe satisfacer a la empresa distribuidora directamente o a través del comercializador. En el mercado liberalizado, los consumidores pueden elegir la empresa comercializadora de electricidad que mejor se adapte a sus necesidades, teniendo siempre presente que la calidad de suministro no depende de la opción elegida.
- 2.19 En el Real Decreto 2019/1997, se incluye entre los agentes de mercado a los consumidores cualificados, que, desde el 1 de enero de 2003 son todos los consumidores de electricidad. Mediante la condición de agente de mercado, el consumidor puede negociar sus condiciones de suministro de electricidad directamente en el mercado mayorista o con los productores de electricidad. Sin embargo, la mayoría de los consumidores no acude directamente al mercado, sino que adquiere la energía a los comercializadores, por lo que no necesitan ser agentes de mercado. No obstante, es también una opción a la que puede acogerse el consumidor de

electricidad en el mercado liberalizado, especialmente aquéllos con un consumo de energía eléctrica elevado. Según el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la competencia en Mercados de Bienes y Servicios, podrán ser agentes de mercado, aquellos consumidores que lo soliciten a través de la Administración autonómica donde se ubiquen sus instalaciones. Se requiere su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, la aceptación expresa de las Reglas del Mercado, y la presentación al operador del mercado de garantías suficientes para cubrir las obligaciones económicas que se deriven de su actividad (mínimo 600.000 €).

- 2.20 Cambio de comercializador: Si un consumidor, a la vista de los precios y servicios ofertados por otros comercializadores, decide cambiar de comercializador debe, en primer lugar, revisar la fecha de terminación de su contrato con su actual comercializador o comprobar si su actual contrato incluye alguna cláusula de rescisión. Si es posible finalizar la relación contractual anterior, el consumidor firmará el contrato con el nuevo comercializador, quien se encargará de hacer efectivo el cambio. El proceso de cambio de comercializador no tiene coste alguno para el consumidor. En este caso, no es necesario firmar un nuevo contrato de acceso a redes con el distribuidor, siendo válido el contrato de acceso vigente. La duración mínima de los contratos entre comercializadores y clientes domésticos es de un año. Es importante, sin embargo, tener en cuenta las posibles cláusulas de rescisión.
- 2.21 Vuelta al mercado a tarifa: Los consumidores en el mercado liberalizado que quieran volver al mercado a tarifa deberán haber permanecido al menos un año en el mercado liberalizado, sin perjuicio de la existencia de una fecha de terminación específica o cláusulas de rescisión establecidas en el contrato firmado con el comercializador. Para hacer efectivo el cambio, el consumidor debe contactar con su distribuidor y firmar una póliza de abono. La vuelta al mercado a tarifa no implica costes para el consumidor. Una vez realizado el cambio, el consumidor está obligado a permanecer un año en el mercado a tarifa antes de poder volver al mercado liberalizado. Si un consumidor no renueva su contrato con un comercializador al término del mismo, pasa automáticamente al mercado a tarifa transcurridos cinco días desde la fecha de vencimiento del contrato.
- 2.22 Las condiciones mínimas de la calidad del servicio eléctrico están fijadas en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y se refieren a los siguientes aspectos:
- (a) Continuidad del suministro (número y duración de las interrupciones)
  - (b) Calidad del producto (características de la onda de tensión)
  - (c) Calidad en la atención y relación con el cliente
- 2.23 Más recientemente, la Orden Ministerial ECO/797/2002 aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, que viene determinada por el número y la duración de las interrupciones. Los mínimos exigibles de calidad en la continuidad del suministro dependen del lugar donde éste se ubique, estableciéndose a este respecto una clasificación según distintas zonas (urbana, semi-urbana y rural), y del tipo de interrupción del suministro (interrupción programada y no programada). Dicha Orden establece una serie de compensaciones al consumidor por incumplimientos de la calidad del suministro, si los valores establecidos fuesen superados en un año, estando la compañía distribuidora obligada a aplicar descuentos

en la facturación de los consumidores conectados a sus redes dentro del primer trimestre del año siguiente al del incumplimiento. Estas compensaciones entraron en vigor el 1 de enero de 2004.

- 2.24 La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión, la cual puede verse afectada, principalmente, por las variaciones del valor eficaz de la tensión y de la frecuencia, así como por las interrupciones de servicio y huecos de tensión de duración inferior a 3 minutos (Real Decreto 1955/2000).
- 2.25 En cuanto a la calidad de la atención al consumidor, se determina en base a las características del servicio y contempla cuestiones como el asesoramiento al consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos, y demás aspectos derivados del contrato suscrito, la rapidez en la resolución de las peticiones de servicio de los consumidores, y atención de las reclamaciones. El RD1955/2000 tipifica compensaciones, en vigor desde el 1 de enero de 2001, por incumplimiento de la calidad de atención al consumidor.
- 2.26 Una vez analizadas las principales características del mercado eléctrico español pasamos a evaluar el grado de liberalización real alcanzado.
- (a) En primer lugar, es importante resaltar que el sector de generación de energía eléctrica en España, si bien se encuentra liberalizado, está muy concentrado en cuatro empresas: Endesa, Iberdrola, Hidrocantábrico y Unión FENOSA. Como anteriormente indicamos, el coste de generación es el más importante de la factura eléctrica. Por lo tanto, la estructura de generación, formada por los cuatro grandes grupos empresariales antes citados, presenta un grado de concentración horizontal muy superior a la de otros países en proceso de liberalización. Por otra parte, el grado de concentración vertical es también elevado, ya que las principales compañías productoras han tomado también posiciones estratégicamente en los sectores de distribución y comercialización de la energía. El Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, intentaba limitar la presencia de los grupos eléctricos con una cuota significativa del mercado. Sin embargo, diversos hechos posteriores a la publicación del RD-Ley 6/2000 evidencian que el mercado eléctrico se encuentra aún lejos de operar en competencia perfecta.
- (b) El Real Decreto-Ley 6/2000 limitaba el incremento de nueva potencia instalada a grupos eléctricos que ostentasen una cuota significativa del mercado. Sin embargo, las principales compañías eléctricas han encontrado una salida en el Régimen Especial de Producción Eléctrica, que comprende las centrales acogidas al actual R.D. 436/2004 con potencia hasta 50 MW y las acogidas a la anterior normativa del R.D. 2818/1998 y del R.D. 2366/1994 con límite de 100 MVA. Los principales productores en régimen ordinario participan asimismo en la producción de electricidad en régimen especial a través de empresas como Iberdrola Diversificación, S.A., Iberdrola Ingeniería y Consultoría, S.A., Iberdrola Energías Renovables, S.A.U., Endesa Cogeneración y Renovables, S.A., y Unión Fenosa Energías Especiales S.A., operando directamente o como propietarias de parques eólicos y otros centros de generación de electricidad. A este respecto, cabe destacar el gran desarrollo español en materia de energía eólica, estando entre los primeros países del mundo gracias a empresas como Gamesa o EHN.
- (c) Los grandes grupos eléctricos mantienen estrechos vínculos tanto fuera como dentro del sector, de forma que tienen poder real para ejercer influencia sobre la evolución de los precios en el Mercado Diario e incentivos para establecer

prácticas colusivas. El intento de fusión de Endesa e Iberdrola en enero de 2001 y la creación del primer portal eléctrico, EUTILIA, por parte de estas dos empresas junto con otras nueve compañías de servicios europeos para la compra, subasta e información sobre electricidad, muestran la existencia de contactos y colaboración entre las principales eléctricas españolas. Además, la potencial amenaza de incorporación de nuevas compañías al sector obliga a las eléctricas a buscar alianzas también fuera del sector. Asimismo, al encontrarse la energía eléctrica entre los sectores estratégicos de la economía española, tanto las decisiones políticas como los cambios de Gobierno afectan de manera significativa al sector. Cabe mencionar el cambio de gobierno ocurrido en marzo de 2004 tras la victoria del Partido Socialista Obrero Español que ha manifestado su propósito de reformar aspectos básicos de la regulación del sector. Por último, la banca juega también un papel importante en las alianzas estratégicas entre empresas eléctricas entre sí o con los propios bancos debido al ya mencionado carácter estratégico del sector y la continua necesidad de financiación.

- (d) Las importantes barreras de entrada, económicas y técnicas, dificultan la entrada de nuevas empresas al sector. La oferta internacional de los agentes externos resulta muy limitada por la escasa capacidad de las interconexiones con el sistema europeo a través de Francia. Se puede decir que nuevos oligopolios privados parecen sustituir a los públicos mediante la creación de alianzas, lo que puede suponer perjudiciales consecuencias para la competencia en el mercado y, en última instancia, para el consumidor.
- (e) En cuanto a la repercusión de la liberalización del mercado eléctrico sobre los consumidores, se puede reflexionar en cuanto al correcto funcionamiento del mecanismo de fijación de precios en el mercado y las posibles externalidades derivadas de un sistema que ha pasado a regirse por las reglas de mercado. Por una parte, el correcto funcionamiento del mecanismo de mercado en las transacciones sobre electricidad para particulares y Pequeñas Y Medianas Empresas (PYMEs) dependerá en gran medida de la libertad con la que puedan actuar las fuerzas de oferta y demanda. Por el lado de la oferta, el mercado eléctrico liberalizado presenta tal grado de concentración tanto horizontal como vertical que puede impedir la libre competencia y reducir los beneficios derivados de la elegibilidad de la que disfruta el consumidor. No se permite que una misma empresa ejerza simultáneamente las actividades de generación y distribución, pero empresas diferentes pertenecientes a un mismo grupo empresarial pueden desempeñar por separado tales actividades. Los acuerdos entre empresas del sector eléctrico y alianzas con empresas de otros sectores desincentivan la entrada de potenciales competidores que poco podrían hacer en un mercado prácticamente controlado por los grandes grupos eléctricos. Las barreras de entrada de tipo económico y técnico y la difícil participación de empresas extranjeras mantienen el bajo nivel de competencia. La incorporación de nuevos productores al mercado y la reducción del nivel de concentración mediante la transferencia de derechos sobre instalaciones de producción podrían mejorar la competencia en el sector eléctrico. Asimismo, es muy importante el papel del Tribunal de Defensa de la Competencia, el cual debe velar por el funcionamiento del mercado de liberalizado evitando el desarrollo de prácticas abusivas por parte de los operadores existentes.
- (f) En cuanto a la demanda, la falta de información y de formación del consumidor, la incertidumbre o la baja expectativa de beneficio por el cambio, los costes del cambio de compañía (en caso de que la estructura de consumo difiera de la media), la inercia u otros factores de tipo psicológico, y la desconfianza hacia empresas comercializadoras desconocidas para el usuario y cuya actividad

principal, en ocasiones, poco tiene que ver con el suministro eléctrico, pueden representar obstáculos para el ejercicio de la elegibilidad de la que todos los consumidores españoles disfrutaban desde el 1 de enero de 2003.

- 2.27 Tras seis años de inicio de la liberalización han pasado cosas que ponen de manifiesto que el proceso aún no está terminado. Los apagones de Italia, Suecia y Reino Unido son un buen ejemplo de que se trata de una liberalización delicada. Aunque en España el riesgo de apagón generalizado es mínimo, ya que la propiedad de la red y su gestión están integradas en una sola sociedad, se han producido cortes de suministro parciales que reabren el debate sobre los supuestos beneficios que la liberalización lleva aparejada. Esto ha provocado que, tras un período de cierta diversificación de sus actividades, las empresas eléctricas haya decidido centrarse de nuevo en su negocio base, que es la propia energía eléctrica, sin perjuicio de que se lleve a cabo una progresiva diversificación.
- 2.28 Por último, debemos hacer una pequeña referencia al Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), que supone la creación de un mercado energético común, resultado de la suma del español y el portugués, lo que representa un paso más en la integración económica de ambos países. De este proyecto, firmado en enero de 2004, podrán beneficiarse cincuenta millones de consumidores que tendrán la oportunidad de elegir libremente un proveedor de servicio eléctrico, una medida que cuenta en Europa con el precedente de los países escandinavos, que acordaron un proyecto similar en 1993. Tras el cambio de Gobierno en España y Portugal, la entrada en vigor del MIBEL se ha pospuesto para el 30 de junio de 2005, algo más de catorce meses después de lo previsto, dado que su arranque estaba previsto para el pasado 20 de abril de 2004.

### **3 El sector del Gas Natural**

- 3.1 El sector español del gas natural en España presenta las siguientes características:
- (a) Tardía incorporación del gas al suministro energético español: Las crisis del petróleo de 1973 y 1979 dan lugar a la sustitución del fuel oil, tanto en la industria como en el sector eléctrico. El gas no fue el protagonista de esta sustitución y sólo a partir de la década de los noventa España comienza a ser un consumidor significativo de gas.
  - (b) Escasa producción interior y consiguiente dependencia externa: La producción interior de gas en España nunca ha sido importante y, en la medida en la que el consumo español se va aproximando a los estándares europeos, nuestra dependencia exterior se acerca al 100%.
  - (c) Necesidad de diversificar el aprovisionamiento: El 60% del Gas Natural que se consume en España procede de Argelia.
  - (d) Rápido crecimiento de la demanda: Entre 1987 y 1997 la demanda de gas natural en España creció un 311,1% frente a un crecimiento del 25,1% de la demanda mundial.
- 3.2 En el ámbito del sector gasista, la liberalización comienza con la Ley 34/1998 de 7 de octubre de Hidrocarburos. Esta Ley fue aprobada con la intención de renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos. Esta regulación pretendía que la libre iniciativa empresarial ampliase su campo de actuación, profundizase en los mecanismos de la información detallada por los agentes del mercado a las Administraciones competentes, para permitir la constatación de la

consecución de los objetivos propuestos con la liberalización de los mercados. Asimismo, se pretende reflejar la necesidad de preservar y restaurar el medio ambiente como condición indispensable para mejorar la calidad de vida.

- 3.3 La Ley contiene la supresión de la reserva en favor del Estado, la regulación de los almacenamientos subterráneos, la creación de la figura del operador y obligaciones de desmantelamiento de las instalaciones que los concesionarios deben asumir. La supresión de la reserva a favor del Estado responde a la necesidad de configurar tal Estado como regulador y no como ejecutor de unas determinadas actividades industriales. En cuanto al operador, es la entidad que actúa como responsable ante la Administración del conjunto de actividades desarrolladas en el ámbito de investigación y explotación de hidrocarburos cuando existe titularidad compartida. Por lo tanto, la mencionada Ley de Hidrocarburos y su normativa de desarrollo tratan de avanzar en la liberalización del sector gasista y de recoger los avances habidos en España en esta industria.
- 3.4 La Ley de Hidrocarburos considera incluidas en el ámbito de aplicación de la misma, la adquisición, producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización (gas natural). De acuerdo con la propia Ley, las actividades destinadas al suministro de hidrocarburos líquidos y gaseosos se ejercerán bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.
- 3.5 La Ley utiliza dos herramientas para transformar el panorama de la industria del gas natural:
  - (a) La separación entre la propiedad de la infraestructura de transporte y el servicio que dicha infraestructura presta.
  - (b) La progresividad de este proceso de separación.
- 3.6 Esta Ley es explícita en la intención de liberalizar total o parcialmente los precios de las transacciones mercantiles. Existen dos aspectos genéricos de la Ley que suponen una cierta novedad en el ordenamiento jurídico español:
  - (c) Se suprime en el sector del gas la consideración de servicio público. Se estima que el conjunto de las actividades reguladas en esta Ley no requieren de la presencia y responsabilidad del Estado para su desarrollo. No obstante, se ha mantenido para todas ellas la consideración de actividades de interés general que ya recogía la Ley 34/92 de Ordenación del Sector Petrolero.
  - (d) A diferencia del sector eléctrico, cuyos suministros son considerados de carácter esencial, los suministros del sector de hidrocarburos tienen una especial importancia para el desenvolvimiento de la vida económica que supone que el Estado debe velar por su seguridad y continuidad y justifica las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que afectan a los productos petrolíferos y al gas.
- 3.7 Los agentes del sistema gasista son los siguientes:
  - (a) Productor: Realiza la exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

- (b) Transportista: Es el titular de instalaciones de almacenamiento, regasificación o gasoductos de transporte (presión superior a 16 bar).
- (c) Distribuidor: Es el titular de instalaciones de distribución de gas natural (con presión menor o igual de 16 bares o que alimenten a un sólo consumidor).
- (d) Comercializador: Adquiere gas natural (a los productores o a otros comercializadores) y lo vende a sus clientes cualificados o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas. Utiliza las instalaciones de transportistas y distribuidores para el transporte y suministro de gas a sus clientes, a cambio de un peaje.
- (e) Consumidor cualificado: Son aquellos que pueden elegir entre adquirir el gas a su distribuidor, a la tarifa establecida reglamentariamente, o adquirir el gas a cualquier comercializador, en condiciones libremente pactadas. Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores de gas pueden elegir suministrador.
- (f) Consumidor a tarifa: Son aquellos que tienen suscrito su contrato de suministro con una empresa distribuidora, a la que abonan la tarifa establecida reglamentariamente.
- (g) Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS): Es el responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario de gas natural. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Ejerce sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

### 3.8 Funcionamiento del sistema de gas natural:

- (a) La producción nacional en España es muy escasa, por lo que el aprovisionamiento de gas se hace fundamentalmente a través de los gasoductos internacionales y de buques metaneros, que transportan el gas natural en estado líquido (a -160 °C) hasta las terminales de regasificación existentes en el país. Durante el año 2002 los aprovisionamientos para el mercado nacional supusieron 248.190 GWh. El principal suministrador fue Argelia, con 132.098 GWh, seguido de los países del Golfo Pérsico, Noruega y Nigeria. La producción nacional fue sólo de 5.811 GWh.
- (b) El transportista adquiere el gas natural en el mercado internacional para su venta a los distribuidores para el mercado a tarifa, y además permite el acceso a sus instalaciones a aquellos terceros (transportistas, comercializadores y consumidores cualificados) que lo soliciten, a cambio del pago de un peaje.
- (c) El distribuidor compra el gas al transportista a un precio de transferencia regulado y lo vende también a precio regulado a los clientes a tarifa. Al igual que el transportista, el distribuidor debe permitir el acceso a sus instalaciones a terceros.
- (d) El comercializador utiliza las instalaciones de transportistas y distribuidores para el transporte y suministro de gas a sus clientes, a cambio de un peaje.
- (e) La gestión del sistema y coordinación de todos los agentes es llevada a cabo por el Gestor Técnico del Sistema, papel asignado a ENAGAS en su condición de transportista principal. El Gestor tiene por objeto garantizar la continuidad y

seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

- (f) La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo público encargado de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. Para ello, entre sus funciones, actúa como órgano consultivo de la Administración, participa en el desarrollo reglamentario y en la autorización de instalaciones, además de ser órgano arbitral en conflictos entre los distintos sujetos de los sistemas energéticos.

3.9 En lo que al suministro de gas natural se refiere, los consumidores de gas natural pueden elegir entre tres modalidades de suministro:

- (e) Suministro a tarifa a través del distribuidor: Corresponde al modelo tradicional de relación entre cliente y empresa gasista. El cliente compra el gas al distribuidor al precio o tarifa regulada.
- (f) Suministro a través de comercializadora: El cliente cualificado suscribe un contrato de suministro con una empresa comercializadora, a un precio libre y en competencia. La empresa comercializadora, a su vez, suscribe los contratos de compra de gas en los mercados internacionales y el contrato de acceso con el transportista y distribuidor.
- (g) Compra directa de gas por el cliente cualificado: El cliente compra el gas directamente en el mercado internacional y suscribe un contrato de acceso a las instalaciones de transporte y distribución de gas. Esta opción sólo es útil para grandes consumidores.

3.10 Autorizaciones administrativas

- (a) Están sujetas a autorización administrativa previa, en los términos establecidos por la Ley de Hidrocarburos y por sus disposiciones de desarrollo, la construcción, modificación, explotación y cierre de las instalaciones de distribución de gas natural con independencia de su destino o uso. Cada empresa de distribución debe explotar, mantener y desarrollar en condiciones económicamente aceptables una red segura, fiable y eficaz, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente. Las empresas de distribución no pueden discriminar a los usuarios de la red o a categorías de usuarios de la red, en particular favoreciendo a sus empresas vinculadas. Además, las empresas de distribución no deben hacer uso inadecuado de cualquier información dedicada a efectos comerciales obtenida de terceros en el momento de la concesión o de la negociación del acceso a la red.
- (b) Requieren autorización administrativa, la construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte. Los solicitantes de autorizaciones para instalaciones tienen que acreditar suficientemente los siguientes requisitos:
  - (i) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.
  - (ii) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.

- (iii) La adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación del territorio.
  - (iv) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.
- (c) Las autorizaciones son otorgadas por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones sobre protección del dominio público que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, la correspondiente legislación sectorial y en especial las relativas a la ordenación del territorio, urbanismo y al medio ambiente. La cuestión de las autorizaciones administrativas es compleja tanto por la necesidad de determinar las competencias correspondientes a cada una de las administraciones implicadas (Estado, Comunidades Autónomas, Entidades Locales), como por el número de materias que precisan de autorización administrativa.
- 3.11 La ordenación de la distribución tiene por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades gasistas, determinar las condiciones de tránsito de gas por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y la fijación de condiciones comunes equiparables para todos los usuarios.
- 3.12 Los titulares de autorizaciones administrativas para la regasificación del gas natural licuado y para el transporte y almacenamiento de gas natural tienen derecho al reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el régimen económico de la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, tienen las siguientes obligaciones:
- (a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo, en su caso, las instrucciones impartidas por la Administración competente.
  - (b) Realizar las adquisiciones de gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de otros transportistas, así como de los distribuidores conectados a sus redes.
  - (c) Facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de gas resultantes de lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos, y admitir la utilización de todas sus instalaciones por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas.
  - (d) Estar inscritos en el Registro Administrativo de Instalaciones de Transportistas de Gas.
  - (e) Celebrar los contratos de regasificación, almacenamiento y transporte con quienes tengan derecho de acceso a sus instalaciones.
  - (f) Proporcionar a cualquier otra empresa que realice actividades de almacenamiento, transporte y distribución, suficiente información para garantizar que el transporte y almacenamiento de gas pueda producirse de manera compatible con el funcionamiento seguro y eficaz de la red interconectada.

- (g) Proporcionar la información con el detalle y frecuencia con la que sea requerida por parte de la Administración competente y comunicar al Ministerio de Industria y Energía los contratos de acceso a sus instalaciones que celebren. Asimismo, deben comunicar a las Administraciones autonómicas los contratos de acceso a sus instalaciones cuando estas instalaciones están situadas total o parcialmente en esa Comunidad Autónoma y el contratante de esos servicios sea un consumidor cualificado, un comercializador o un transportista con instalaciones en esa Comunidad Autónoma.

3.13 Acceso de terceros a la red (ATR).

3.13.1 Esta cuestión se encuentra regulada en la Ley 34/1998, de Hidrocarburos y en el Real Decreto 949/2001.

3.13.2 Tienen derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista los siguientes sujetos: (i) los consumidores cualificados; (ii) los comercializadores para la venta de gas a los consumidores cualificados o a otros comercializadores; (iii) los transportistas para la venta de gas a otros transportistas o a los distribuidores para atender suministros a tarifas.

3.13.3 Los sujetos que quieran ejercer el derecho de acceso a plantas de regasificación y a almacenamientos así como a las instalaciones de transporte y distribución deberán remitir una petición formal de reserva de capacidad a los titulares de dichas instalaciones con indicación del calendario y programa de utilización. Una vez aceptada la solicitud de acceso, el solicitante podrá contratar, de manera separada o conjunta, los servicios de regasificación, almacenamiento, y transporte y distribución.

3.13.4 Los titulares de las instalaciones en relación con las cuales pueda ejercerse el derecho de acceso de terceros a las mismas tienen los siguientes derechos: (i) percibir la remuneración económica que la legislación establezca; (ii) exigir, de sus respectivos titulares, que las instalaciones conectadas a las de su propiedad cumplan los requisitos técnicos de seguridad y control establecidos que permitan un sistema fiable y eficaz; (iii) exigir, de los agentes que incorporen gas al sistema, que el gas natural que se introduzca en sus instalaciones cumpla las especificaciones de calidad establecidas; (iv) exigir de los sujetos con derecho de acceso la comunicación de sus programas de consumo y de cualquier incidencia que pueda hacer variar sustancialmente dichas previsiones; (v) acceder a los equipos de medición que sirvan para determinar la cantidad y calidad del gas que se introduce en sus instalaciones, así como estar presente en las verificaciones de la precisión de los mismos. Acceder y verificar los contadores de todos los clientes conectados a sus instalaciones.

3.13.5 Los titulares de las instalaciones en relación con las cuales pueda ejercerse el derecho de acceso de terceros a las mismas tienen las siguientes obligaciones: (i) gestionar y operar sus instalaciones, en coordinación con otros titulares de instalaciones cuando la misma sea necesaria para garantizar los servicios de acceso contratados y en cualquier caso con el gestor técnico del sistema, y cuando la fiabilidad y seguridad del sistema interconectado lo requiera; (ii) suscribir, en condiciones transparentes, homogéneas y no discriminatorias, los contratos de acceso con los sujetos con derecho de acceso a que se refiere el artículo 4 en los términos que se recogen en el presente Real Decreto y disposiciones que lo desarrollen; (iii) realizar los servicios contratados en las

cantidades y condiciones convenidas bajo las directrices del gestor técnico del sistema; (iv) disponer de los equipos de medida, en aquellos puntos intermedios del sistema gasista en que sean necesarios para el buen funcionamiento del sistema tanto desde el punto de vista técnico como del económico, de acuerdo con lo que establezcan las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Estos equipos serán, salvo acuerdo en contrario, propiedad de la empresa que realiza la entrega del gas a otra instalación; (v) facilitar la información necesaria al gestor técnico del sistema, a los sujetos con derecho de acceso y a otros titulares de instalaciones para el correcto funcionamiento del sistema y para la evaluación de posibilidad de nuevos contratos de acceso; (vi) informar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía en la forma que ésta determine, a la Comisión Nacional de Energía y al gestor técnico del sistema, sobre datos relativos al consumo, aprovisionamiento, existencias, y capacidades contratadas y disponibles; (vii) comunicar al gestor técnico del sistema, con la debida antelación, los planes de mantenimiento e incidencias de sus instalaciones, en aquellos casos en los que se pueda ver afectada la red básica o de transporte secundario y modificar los mismos de acuerdo con las directrices de éste. Asimismo, comunicar las citadas incidencias a los sujetos que actúen en el sistema y consumidores afectados; (ix) disponer de los equipos de medida necesarios para alquilar a los consumidores conectados a sus instalaciones que así lo soliciten y proceder a su instalación y mantenimiento, siempre y cuando el consumidor esté conectado a un gasoducto cuya presión de diseño sea igual o inferior a 4 bares; (x) proceder, por sí mismo o a través de terceros, a la lectura de los contadores de todos los consumidores conectados a sus instalaciones, y dar traslado del detalle de dichas lecturas a los comercializadores correspondientes. Además, los datos de lectura agregados por tipos de tarifas o peajes y por comercializadores se comunicarán al gestor técnico del sistema y al transportista que le suministra el gas, con el detalle necesario para la aplicación de los peajes y cánones y la realización del balance de red; (xi) asegurar que los sistemas de medición, de su propiedad, del gas suministrado mantienen la precisión exigida de acuerdo con lo que establezcan las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Para ello, gestionará la verificación periódica de sus equipos de medida de volumen y características del gas, y de las instalaciones de los puntos de suministro conectadas a sus redes, utilizando para ello los servicios de una entidad acreditada para tal fin; (xii) efectuar el cálculo del balance físico del gas que pasa por sus instalaciones, en la forma y con la periodicidad que se determine en las Normas de Gestión Técnica del Sistema; (xiii) tener a disposición de quien lo solicite, el alcance y las condiciones económicas aplicables de los servicios específicos distintos de los regulados que puedan prestar; (xiv) garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición; (xv) suscribir y mantener actualizadas las correspondientes pólizas de seguros, con objeto de cubrir los riesgos que para personas o bienes puedan derivarse de las actividades ejercidas.

- 3.13.6 Los derechos de los sujetos con derecho de acceso son los siguientes: (i) contratar aquellos servicios de acceso a las instalaciones del sistema gasista que consideren más adecuados para sus intereses en las condiciones reguladas en el presente Real Decreto y disposiciones de desarrollo; (ii) recibir el gas en las condiciones de regularidad establecidas y con la calidad y presión que se determine en el contrato; (iii) solicitar, en caso de consumidores cualificados, la conexión mediante una línea directa a la red de gasoductos más próxima que reúna las condiciones técnicas adecuadas o solicitar la

conexión al titular de las instalaciones de transporte o distribución de acuerdo con la normativa en vigor; (iv) recibir, con la antelación suficiente, cualquier información referente a la operación del sistema gasista que pueda tener incidencia sobre la regularidad y calidad de suministro incluidos en los contratos de acceso suscritos; (v) proceder por sí mismo o a través de terceros a la lectura de los contadores de los clientes finales a los que suministren, en caso de los comercializadores, y de sus consumos propios, en caso de consumidores cualificados que se aprovisionen directamente, y dar traslado de dicha lectura al gestor técnico del sistema y al distribuidor al que estén conectados las instalaciones del consumidor final; (vi) acceder y solicitar la verificación los contadores asociados a los suministros efectuados en virtud de los contratos de acceso suscritos.

- 3.13.7 Las obligaciones de los sujetos con derecho de acceso son las siguientes: (i) comunicar a los titulares de las instalaciones con quienes hayan suscrito los contratos de acceso y al gestor técnico del sistema su programa de aprovisionamiento y consumo así como cualquier incidencia que pueda hacer variar sustancialmente dichas previsiones; (ii) los consumidores cualificados deberán disponer de los equipos de medida necesarios y permitir el acceso a los mismos por parte de los titulares de las instalaciones a las que estén conectados y mantenerlos dentro de los límites de precisión establecidos en los casos en que sean de su propiedad; (iii) informar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, con el detalle, forma y periodicidad que ésta estime necesario, y a la Comisión Nacional de Energía, sobre datos relativos al consumo, al aprovisionamiento y existencias; (iv) garantizar que el gas natural que introduzca en el sistema gasista cumpla las especificaciones de calidad establecidas; (v) aportar al sistema gasista el gas necesario para garantizar el suministro a sus clientes o a su propio consumo; (vi) garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición; (vii) suscribir y mantener actualizadas las correspondientes pólizas de seguros con objeto de cubrir los riesgos que para personas o bienes puedan derivarse de las actividades ejercidas.

3.14 Tarifas, peajes y cánones:

- (a) Las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la Ley de Hidrocarburos con cargo a las tarifas, los peajes y cánones que se determinen por el Gobierno y a los precios abonados por los clientes cualificados, en su caso. Reglamentariamente se establece el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones. Los derechos a pagar por las acometidas son únicos para todo el territorio del Estado en función del caudal máximo que se solicite y de la ubicación del suministro. Los ingresos por este concepto se consideran, a todos los efectos, retribución de la actividad de distribución. Las Comunidades Autónomas, respecto a los distribuidores que desarrollen su actividad en su ámbito territorial, son las encargadas de establecer el régimen económico de los derechos de alta, así como los demás costes derivados de servicios necesarios para atender los requerimientos de suministros de los usuarios.
- (b) Las tarifas, los peajes y cánones deben establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes criterios:

- (i) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el periodo de vida útil de las mismas.
  - (ii) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
  - (iii) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.
  - (iv) No producir distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el excluido del mismo.
- (c) El sistema para la determinación de las tarifas, peajes y cánones se fija para periodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo período.
- (d) Las empresas que realicen las actividades de ordenación del suministro de gases combustibles por canalización deben facilitar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio cuanta información sea necesaria para la determinación de las tarifas, peajes y cánones. Esta información está también a disposición de las Comunidades Autónomas que lo soliciten, en lo relativo a su ámbito territorial.
- (e) El Ministro de Industria, Turismo y Comercio mediante Orden Ministerial, previo Acuerdo de la Comisión Delegada de Gobierno para Asuntos Económicos, dicta las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta del gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas. Las tarifas de venta a los usuarios, tienen el carácter de máximas y son únicas para todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades. Asimismo, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio mediante Orden Ministerial, previo Acuerdo de la Comisión Delegada de Gobierno para Asuntos Económicos, dicta las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros, estableciendo los valores concretos de dichos peajes o un sistema de determinación y actualización automática de los mismos. Los citados peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros tienen el carácter de máximos.
- (f) Los peajes y cánones correspondientes al uso de las plantas de regasificación, almacenamiento y redes de transporte son únicos sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y uso que se haga de la red. Por su parte, los peajes correspondientes al uso de las redes de distribución son también únicos y se determinan atendiendo a los niveles de presión y a las características de los consumos.
- (g) Las empresas transportistas y distribuidoras deben comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, los peajes que efectivamente apliquen. Esta información está también a disposición de las Comunidades Autónomas que lo soliciten en lo relativo a su ámbito territorial.
- (h) Las diferencias entre los peajes máximos aprobados y los que, en su caso, apliquen los transportistas y distribuidores por debajo de los mismos son soportados por éstos.

- (i) El procedimiento de imputación de las pérdidas de gas natural en que se incurra en su transporte y distribución se determina reglamentariamente teniendo en cuenta niveles de presión y formas de consumo.

3.15 Medidas de seguridad.

- (a) Los transportistas que incorporen gas al sistema están obligados a mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas firmes a distribuidores para el suministro a clientes en régimen de tarifas. Los comercializadores de gas natural deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus consumos firmes. Los consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso y no se suministren de un comercializador autorizado, deben mantener unas existencias mínimas de seguridad correspondientes a 35 días de sus consumos firmes.
- (b) Esta obligación puede cumplirse por el sujeto obligado con gas de su propiedad o arrendando y contratando, en su caso, los correspondientes servicios de almacenamiento. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio puede, en función de las disponibilidades del sistema, incrementar el número de días de almacenamiento estratégico hasta un máximo equivalente a 60 días de ventas en firme.
- (c) Los transportistas que incorporen gas al sistema y los comercializadores deben diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60%. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio puede modificar ese porcentaje del 60%, al alza o a la baja, en función de la evolución de los mercados internacionales de gas natural.
- (d) La obligación de diversificación no afecta al abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.

3.16 A pesar de que, en teoría, el mercado gasista está totalmente liberalizado desde enero de 2003, persisten deficiencias entre las que cabe destacar las siguientes:

- (a) Falta de suficientes conexiones internacionales con el resto de Europa.
- (b) Falta de independencia y transparencia del Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS):
  - (i) GAS NATURAL mantiene el control de ENAGAS
  - (ii) Existen vínculos contractuales entre ENAGAS y GAS NATURAL que están bajo sospecha (contrato deslizando denunciado entre otros por IBERDROLA ante el Servicio de Defensa de la Competencia).
  - (iii) ENAGAS ha conflictualizado el Acceso de Terceros a la Red. Casi todas las solicitudes de acceso se resuelven por vía de Conflictos de Acceso de Terceros a la Red, generalmente contra ENAGAS.
  - (iv) ENAGAS mantiene un conflicto permanente con Francia que perjudica el acceso de los operadores españoles al mercado único.
- (c) Inexistencia de un mercado intrared

(d) Irregularidades en la tramitación del Concurso de Argelia.

Con el propósito de aumentar la competencia, se procedió a adjudicar por concurso el 25% del gas natural procedente del Contrato de Argelia. En desarrollo del concurso se produjeron ciertos puntos dudosos, fundamentalmente en relación con los plazos de aceptación de ofertas. Finalmente, la adjudicación del contrato se realizó a comercializadores ya instalados en España por lo que no se cumplió el propósito del concurso de introducir nuevos operadores en el mercado. Como consecuencia de ello, se interpusieron 3 recursos contencioso-administrativos presentados por NATURGAS, GdF y RWE. Gdf desistió posteriormente del recurso, el recurso de NATURGAS fue desestimado por sentencia de 1 de diciembre de 2004. Está pendiente el recurso de RWE.

3.17 Las consecuencias de las deficiencias reseñadas son las siguientes:

- (a) Excesiva dependencia del suministro de África
- (b) El mercado español no ofrece garantías a los agentes exteriores
- (c) Se priva a los operadores de los beneficios del mercado intra-red de cara a optimizar sus recursos y oportunidades de negocio
- (d) La resolución de los recursos contencioso-administrativos contra el Concurso de Argelia puede tener graves consecuencias

3.18 Por lo tanto, se puede observar que en España, la aplicación de las previsiones contenidas en la Ley 34/98 y su normativa de desarrollo han dado lugar a un proceso de liberalización controlado y progresivo. De esta forma, se prevé la entrada de agentes extranjeros de forma paulatina y ordenada. No podemos obviar el hecho de que nos encontramos ante un sector, el gas, complejo el cual presenta una serie de singularidades que determinan que su adaptación a un modelo plenamente liberalizado no sea igual de sencilla que otros sectores económicos.

#### **4 El sector del Petróleo**

4.1 El sector del petróleo es el que más directamente se ha visto afectado por la política de introducción de la competencia. En esta materia, la introducción de la competencia se ha realizado a través de vías indirectas y tradicionalmente a través de los procesos nacionales de apertura.

4.2 La historia del sector petrolero español se puede dividir en tres etapas:

- (a) 1927-1984 Monopolio de Petróleos en España: Intervención estatal
- (b) 1984-1992 Periodo transitorio hacia la liberalización con el ingreso de España en la CEE
- (c) 1992-2003 Liberalización del sector petrolero español

4.3 1927-1984 Monopolio de Petróleos en España: Intervención estatal

- (a) En el Real Decreto-Ley de 28 de junio de 1927, durante la dictadura del General Primo de Rivera, se establece el Monopolio de Petróleos en España, cuyas funciones principales son:

- (i) Importación de crudos y productos petrolíferos
  - (ii) Refino de productos petrolíferos
  - (iii) Almacenamiento de crudo y productos petrolíferos
  - (iv) Distribución de productos petrolíferos
  - (v) Venta al por menor de productos petrolíferos
  - (vi) Exploración y producción de hidrocarburos en España
- (b) Entre las obligaciones especiales asignadas a la Compañía Administradora de Monopolio de Petr6leos destaca la de constituir un stock de petr6leo suficiente para atender las necesidades del pa6s durante cuatro meses.
- (c) En el Real Decreto de 17 de octubre de 1927 se reconoce a CAMPSA (Compañía Arrendataria del Monopolio de Petr6leos, S.A.) como ganadora del concurso para la administraci6n del Monopolio por un per6odo de 20 a6os.
- (d) CAMPSA es una sociedad an6nima cuyos socios son los principales bancos espa6oles. Seg6n lo estipulado en el Real Decreto-Ley de 28 de junio de 1927 se reserva al Estado una participaci6n del 30% en la sociedad.
- (e) En definitiva, en el r6gimen de monopolio se establece un sistema de concesiones del Estado para las actividades de Exploraci6n, Producci6n, Refino y Venta al por menor a trav6s de estaciones de servicio, mientras que las actividades de Importaci6n y Transporte de productos petrol6feros las realiza el Estado exclusivamente a trav6s de CAMPSA. Asimismo se establece un sistema de precios fijos, establecidos por el Estado a trav6s de CAMPSA, para todos los productos petrol6feros. El 1 de enero de 1928 comienza a funcionar el monopolio de petr6leos.
- (f) El 26 de septiembre de 1929 se constituye la Compañía Espa6ola de Petr6leos, S.A., CEPESA, bajo la forma jur6dica de Sociedad An6nima, surgiendo as6 la primera gran empresa privada, de capital y gesti6n netamente espa6oles, dedicada a la prospecci6n, explotaci6n, destilaci6n y transporte de petr6leo y sus derivados.
- (g) Transcurridos los 20 a6os que se atribu6an a la duraci6n del contrato entre el Estado y CAMPSA, el Monopolio de Petr6leos se reorganiza por Ley de 17 de julio de 1947 de Reorganizaci6n del Monopolio. Se prescinde del primitivo arrendamiento para sustituirlo por un r6gimen estatal de desconcentraci6n de servicios, reforzando adem6s la intervenci6n estatal en la compa6a arrendataria del monopolio de petr6leos, que contin6a siendo CAMPSA. Asimismo, se establece que el Gobierno, por Decreto, puede atribuir en forma concreta el ejercicio de las actividades de importaci6n de primeras materias, manipulaciones industriales y almacenaje a Entidades distintas de la Compañía Administradora.
- (h) En 1970 se produce la liberalizaci6n de las actividades petroqu6micas en Espa6a. Las concesiones y monopolios de la industria petroqu6mica espa6ola son eliminados. A partir de esta fecha las empresas extranjeras tienen libertad tanto para la importaci6n de productos petroqu6micos como para el establecimiento de f6bricas y otros activos petroqu6micos en Espa6a.

- (i) En 1981 se crea el Instituto Nacional de Hidrocarburos en virtud del Real Decreto Ley 8/1981 de 24 de abril con objeto de favorecer la coherencia y la eficacia de la empresa pública en la ejecución de la política energética. El INH es una Entidad de Derecho Público, adscrita al Ministerio de Industria y Energía, bajo la que se aglutinan todas las participaciones del Estado en empresas públicas cuya actividad se centra en el sector de hidrocarburos. Las principales funciones atribuidas al INH son:
    - (i) Coordinar, de acuerdo con las directrices del Gobierno, las actividades empresariales del sector público en el área de los hidrocarburos
    - (ii) Canalizar toda la iniciativa empresarial que el sector público promueva en este campo
  - (j) El Monopolio de Petróleos mantiene las actividades de importación, distribución y venta que venía realizando. Hasta 1984 el Estado era el titular de los activos de logística de productos petrolíferos y controlaba la red de estaciones de servicio. CAMPSA administraba el sistema nacional de transporte. Todos los productos refinados destinados al mercado doméstico eran vendidos al Estado y revendidos por el mismo a través de CAMPSA a la red concesional de estaciones de servicio. El Estado concedía estas concesiones para la gestión de estaciones de servicio por un periodo de vigencia de 75 años. Los precios de los productos petrolíferos seguían un patrón de precios fijos establecidos por el Estado.
- 4.4 1984-1992 Periodo transitorio hacia la liberalización con el ingreso de España en la CEE
- (a) A partir de la Ley 45/84 de Reordenación del sector petrolero de 17 de diciembre comienza la transición desde una industria petrolera controlada en todos los aspectos por el Estado al rediseño de un sector que cumpla con los estándares de liberalización de la CEE, entre los que se incluye la no discriminación de empresas comunitarias en el suelo español y la libre circulación de mercancías. El objetivo de la Ley es lograr la integración vertical de las empresas que forman parte de la industria española del petróleo y el incremento de sus niveles de eficacia y competitividad.
  - (b) Los principales aspectos de la Ley 45/84 son los siguientes:
    - (i) Se contempla la posibilidad que el Estado transfiera a CAMPSA la totalidad de los bienes y derechos, afectados por el Monopolio de Petróleos, de que es titular el Estado, entre los que se incluyen la red nacional de transporte y logística, así como las existencias de productos petrolíferos.
    - (ii) Se establece que todas las concesiones de estaciones de servicio reviertan a CAMPSA a su vencimiento, con lo que CAMPSA se convierte en titular de estaciones de servicio.
    - (iii) Se permite a las sociedades que en ese momento realizan actividades de refino en España adquirir un porcentaje de participación en CAMPSA, debiendo mantener el sector público una participación mínima del 50% en la sociedad.

- (c) El 31 de diciembre de 1984 el Estado transfiere a CAMPSA la red nacional de transporte de productos petrolíferos, que incluye la única red nacional de oleoductos, terminales de almacenamiento y flota de camiones cisterna.
- (d) En 1985, España firma el Tratado de Adhesión a la CEE. A partir de este momento, España se compromete a trasponer la legislación comunitaria, actual y futura, relativa a la liberalización de todos los sectores económicos, incluido el sector de hidrocarburos. Con la firma del tratado de adhesión de España a la CEE se aprueba el Real Decreto-Ley 5/1985, de 12 de diciembre, de Adaptación del Monopolio de Petróleos en el que se aprueban los primeros cambios regulatorios significativos, estableciéndose un Régimen de transición a la libre competencia entre 1985 y 1992 cuyas principales características son:
  - (i) Se contempla la liberalización de las importaciones de crudo en España.
  - (ii) Eliminación gradual de las trabas para la importación y exportación de productos petrolíferos en la CEE, para alcanzar la liberalización total en 1992.
  - (iii) Se contempla la creación de una red de estaciones de servicio paralela, diferente de la red concesional, a través de la cual podrán venderse productos importados de la CEE. De esta forma, cualquier empresa de la CEE podrá iniciar libremente sus actividades de distribución al por menor de productos petrolíferos en España.
  - (iv) Se contempla la creación de un nuevo sistema de fijación de precios de productos petrolíferos compatible con los estándares de la CEE.
  - (v) Sin embargo, el régimen transitorio mantiene el Monopolio de Petróleos en varios aspectos fundamentales hasta 1992, de modo que la gasolina y gasóleo producidos en las refinerías españolas deben venderse exclusivamente a través de la red concesional y se mantiene al Estado (a través de CAMPSA) como intermediario obligado para la compra venta de cierto porcentaje del crudo y productos petrolíferos.
- (e) En 1987 se crea el Grupo Repsol. El nacimiento de este Grupo forma parte de una reorganización de las actividades estatales petroleras y gasistas cuya titularidad ostenta el INH (Instituto Nacional de Hidrocarburos). El Grupo Repsol se crea a partir de una empresa holding (Repsol, S.A.) de la que dependen varias filiales diferenciadas por actividades. Posteriormente, en 1989, se inicia el proceso de privatización de Repsol. El Estado vende el 26% de la compañía en una OPV (Oferta Pública de Venta), a partir de la cual Repsol comienza a cotizar en las Bolsas de Madrid y Nueva York.
- (f) En noviembre de 1991 se da un paso más hacia la liberalización del sector con la aprobación del Real Decreto 4/1991 de 29 de noviembre, sobre Medidas Urgentes para la Progresiva Adaptación del Sector Petrolero al Marco Comunitario, en el que se determina la segregación de actividades de CAMPSA, limitando su futuro a actividades de logística. El objetivo de esta norma es proporcionar a las empresas de refino españolas la estructura comercial necesaria para su integración vertical, para facilitar así el desarrollo de su actividad en un mercado competitivo. Los principales aspectos recogidos en el Real Decreto son los siguientes:

- (i) Se establece que CAMPSA deberá segregar y distribuir entre sus accionistas (Repsol, CEPSA y BP) sus activos comerciales, incluyendo su red de estaciones de servicio.
  - (ii) Una vez se realice la segregación, CAMPSA dejará de ser el intermediario obligado para la venta de productos petrolíferos en España. Concluido el proceso de escisión, quedarán excluidas del ámbito del Monopolio de Petróleos la importación, distribución y comercialización de productos petrolíferos. Las refinerías españolas podrán vender sus productos libremente en el mercado doméstico, directamente o a través de terceros, tanto a la red concesional como a la red paralela.
  - (iii) Se modifican las distancias mínimas entre instalaciones de venta de gasolinas y gasóleos de automoción.
- (g) El 11 de junio de 1992, la Ley 15/1992 de 5 de junio sustituye, con el mismo texto, al Real Decreto 4/1991 de 29 de noviembre sobre Medidas Urgentes para la Progresiva Adaptación del Sector Petrolero al Marco Comunitario.

#### 4.5 1992-2003 Liberalización del sector petrolero español.

- (a) El Monopolio de Petróleos se extingue con la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petrolero, liberalizándose el sector petrolero con la aprobación de las siguientes medidas:
  - (i) Se reconoce el principio de la libre actividad empresarial en el sector petrolero español para las actividades de importación y exportación de crudo y productos petrolíferos, refino, distribución y venta, y transporte y almacenamiento. Esto supone la plena liberalización del sistema al extinguirse el Monopolio de Petróleos.
  - (ii) Las actividades del sector petrolero se declaran de interés económico general, reservándose la Administración capacidad de intervención por razón de la seguridad de las instalaciones, la defensa del medio ambiente, defensa de los derechos de consumidores y usuarios, así como la garantía de suministro.
  - (iii) Se suprime la exigencia de que el Estado ostente una participación mínima en CAMPSA del 50%.
  - (iv) Se exige a los operadores el mantenimiento de un nivel mínimo de reservas de productos petrolíferos. Asimismo se contempla la posibilidad de crear mediante Real Decreto una Entidad estatal cuyo objetivo sería la constitución, mantenimiento, gestión de las reservas estratégicas y control de las existencias mínimas de seguridad.
  - (v) Se eliminan las distinciones entre red concesional y red paralela. Las estaciones de servicio tendrán libertad para elegir suministrador (hasta la fecha, la red concesional debía suministrarse obligatoriamente a través de CAMPSA, mientras que la red paralela se suministraba de importaciones).
- (b) Sigue vigente el sistema de fijación de precios máximos establecidos por el Estado para gasolinas, gasóleos y GLP. El único producto liberalizado hasta el momento es el fuelóleo.

- (c) Tras la segregación de actividades de CAMPSA la sociedad cambia su denominación social por "Compañía Logística de Hidrocarburos CLH". El papel de CLH se limita desde entonces a actividades de logística, siendo titular de la única red de oleoductos existente en España.
- (d) En 1993, la adaptación al marco comunitario trae consigo la necesidad de una profunda modificación de la imposición indirecta pasando, en lo que a circulación intracomunitaria se refiere, de un modelo basado en la realización de ajustes fiscales entre países a una nueva configuración de la comunidad como un espacio sin fronteras. Esta modificación afecta, entre otros, a los impuestos especiales que gravan los hidrocarburos. En consecuencia, el 1 de enero de 1993 entra en vigor la Ley 38/1992 de 28 de diciembre de Impuestos Especiales por la que se establecen los nuevos impuestos especiales a aplicar sobre los distintos tipos de productos petrolíferos.
- (e) El Real Decreto Ley 5/1995 de 16 de junio obliga a la desaparición total del INH, que se hace efectiva el 31 de Julio de 1995. Además, se constituye la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI). La SEPI es una Sociedad Estatal, controlada por el Ministerio de Industria y Energía, a la que son transferidas todas las participaciones del INH en Repsol. El Real Decreto Ley 5/1995 propone a la SEPI como sucesora de todos los derechos y obligaciones de INH.
- (f) El Estado se reserva una "Golden Share" (Acción de Oro que permite recomprar las acciones) en Repsol hasta febrero de 2006. El 15 de enero de 1996 el gobierno promulga el Real Decreto 3/1996 (que vence en febrero de 2006) por el cual se requiere la autorización administrativa previa del Ministerio de Industria y Energía para la adopción de los siguientes acuerdos relacionados con la sociedad, una vez que la participación pública en el Grupo Repsol quede por debajo del 15%:
  - (i) Disolución voluntaria, fusión, escisión o modificación del objeto social de la sociedad.
  - (ii) Enajenación de cualquier reserva y refinería de hidrocarburos ubicada en España, cualquier instalación de almacenamiento de gas natural y productos petrolíferos, así como determinadas instalaciones de envasado y almacenamiento de GLP y cualquier gasoducto u oleoducto.
  - (iii) Enajenación por parte de Repsol de acciones, o valores convertibles en acciones, de las principales sociedades participadas del Grupo Repsol.
  - (iv) La adquisición, ya sea directa o indirecta, de acciones, o valores convertibles en acciones, que puedan hacer que el titular posea una participación del 10% o más del capital social de Repsol o cualquiera de las sociedades participadas mencionadas anteriormente.
- (g) En 1997 finaliza el proceso de privatización de Repsol con la última OPV (Oferta Pública de Venta) del capital de la compañía.
- (h) El 7 de octubre de 1998 se aprueba la Ley de Hidrocarburos 34/98, con el objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos, dando además el último paso para la liberalización definitiva del sector. Los principales aspectos contemplados por la Ley en cuanto a liberalización del sector petrolero son:

- (i) Creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE) como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos en España. La CNE se configura como un organismo público con personalidad jurídica y patrimonio propio, adscrita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con plena capacidad de obrar. La CNE tiene por objeto velar por la competencia efectiva en el sector energético y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los operadores y consumidores del sector.
  - (ii) Simple Autorización Administrativa previa para la mayoría de actividades: Se liberalizan definitivamente las actividades de refino, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos, suprimiéndose las preexistentes autorizaciones por la mera autorización administrativa previa de instalaciones afectas a las actividades de operaciones al por mayor. Sin embargo, el régimen concesional sigue vigente para las actividades de Exploración y producción de hidrocarburos en España.
  - (iii) Libertad de acceso de terceros a la red logística de productos petrolíferos: se establece que los titulares de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos deben permitir el acceso de terceros a su red.
  - (iv) Precios de productos petrolíferos libres, excepto GLP envasado 12,5 kg: Con la Ley 34/98 finaliza el proceso de liberalización de los precios de todos los productos petrolíferos, incluido el GLP a granel a usuarios finales y el GLP envasado en bombonas de peso inferior a 8 kg ya liberalizados con la Orden de 16 de julio de 1998. Sin embargo, en virtud de la Disposición Transitoria Segunda de la Ley, los precios del GLP envasado en bombonas de 12,5 kg, el envase más popular, siguen sujetos a la fórmula de precios máximos, en tanto que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio estime que no existe un nivel suficiente de competencia en el sector. Esta fórmula de determinación de precios máximos contempla periodos mensuales de referencia y de actualización de las variables internacionales que en ella intervienen, de acuerdo a lo establecido en la Orden Ministerial de 16 de julio de 1998. Asimismo la mencionada Disposición Transitoria mantiene la obligatoriedad de la distribución a domicilio de la bombona tradicional.
- (i) El 20 de enero de 1999 Repsol resultó adjudicatario de la subasta, convocada por el Gobierno de la República Argentina, para la venta de una participación del 14,99% en YPF, S.A. El 23 de junio de 1999 Repsol adquiere un 82,47% adicional del capital de YPF y un 0,35% más en noviembre con lo que en diciembre de 1999 Repsol posee el 97,81% de YPF.
  - (j) El Real Decreto-Ley 15/1999 de 1 de octubre establece nuevas reglas de juego para la actividad de distribución de GLP envasado. Las principales son:
    - (i) Congelación del precio antes de impuestos del GLP envasado en bombonas de peso superior a 8 kilos durante un año.
    - (ii) Eliminación del impuesto especial sobre el GLP envasado.
    - (iii) Se contempla la apertura de nuevos canales de distribución para el GLP envasado, concretamente estaciones de servicio e hipermercados, al permitir

la venta en los mismos con un descuento mínimo del 5% respecto del precio antes de impuestos aplicable a la actividad de distribución a domicilio.

- (k) El Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios persigue el objetivo de aumentar el grado de competencia en los mercados energéticos, así como aumentar la transparencia de los mismos. En lo que respecta al sector petrolero las principales medidas, clasificadas por actividades, son:
- (i) Logística: apertura del capital de CLH. Se limita la participación máxima en el capital social de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), de modo que ninguna sociedad o grupo de sociedades podrá participar en el accionariado de CLH en una proporción superior al 25% del capital social o de los derechos de voto de la entidad. Asimismo, se limita al 45%, la participación conjunta en el accionariado de CLH de las compañías con capacidad de refino en España.
  - (ii) Logística: información de las condiciones de acceso de terceros a la red. Se establece que los titulares de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos comuniquen a la Comisión Nacional de Energía los contratos que suscriban, la relación de precios por la utilización de las referidas instalaciones y las modificaciones que se produzcan en los mismos. La Comisión Nacional de Energía debe hacer pública esta información.
  - (iii) Comercialización: limitaciones a los mayores operadores. Se establecen restricciones para la capacidad de apertura de nuevas estaciones de servicio a los principales operadores:
    - A aquellos operadores con una cuota de mercado en España superior al 30% (caso de Repsol YPF) se les prohíbe incrementar su número de puntos de venta durante un período de cinco años.
    - A aquellos operadores con una cuota de mercado en España entre el 15% y el 30% (caso de CEPSA) se les prohíbe incrementar su número de puntos de venta durante un período de tres años.
  - (iv) Comercialización: información de precios. Se establece la obligación de comunicar los precios practicados por las distintas estaciones de servicio a la Administración, quien podrá difundir esta información. La Orden de 3 de agosto de 2000 establece la forma de remisión de dicha información sobre precios de productos petrolíferos.
  - (v) Comercialización: se promueve la apertura de estaciones de servicio en grandes establecimientos comerciales. Se establece que los grandes centros comerciales construidos a partir de la entrada en vigor del RDL deberán incluir al menos una instalación para el suministro de productos petrolíferos. Respecto a los ya existentes, se aprueban mecanismos para facilitar su instalación.
  - (vi) Límites a la participación simultánea en varios operadores principales. Se limita al 3% la participación en el capital social de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal (aquel que se encuentra entre los cinco con mayor cuota de mercado). Corresponde a la Comisión Nacional de

Energía la autorización del ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso del mencionado 3%. La Ley 14/2000 de 29 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social modifica en su disposición adicional decimotercera el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 relativo a esta restricción en la participación simultánea en varios operadores principales al considerar el límite del 3% no sólo en el capital social, sino también en los derechos de voto.

- (l) Posteriormente, con la Orden de 6 de octubre de 2000 el Ministerio de Economía levanta la congelación de precios del GLP envasado de 12,5 kg impuesta un año antes y aprueba una nueva fórmula para la fijación del precio máximo en la que se tiene en cuenta el promedio anual, en vez de mensual, de las cotizaciones internacionales del GLP. La aplicación de esta nueva fórmula de precios máximos es semestral y la actualización de los costes de comercialización en ella incluidos es anual.

## **CAPÍTULO 3 ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN LOS PAÍSES DEL MERCOSUR**

### **SECCIÓN 1 MERCOSUR**

*(Actualizado a enero de 2005)*

#### **1 Constitución de MERCOSUR**

1.1 El Mercado Común del Sur, MERCOSUR, se constituyó por el Tratado de Asunción de 26 de marzo de 1991 suscrito por la República Argentina, la República Federativa de Brasil, la República del Paraguay y la República Oriental del Uruguay. En principio, MERCOSUR se constituyó a imagen de la Comunidad Económica Europea, como un proyecto de la integración de los cuatro Estados Partes a través de: la libre circulación de bienes, servicios y factores productivos; el establecimiento de un arancel externo común y la adopción de una política comercial común; la coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales; y la armonización de legislaciones en las áreas pertinentes, para lograr el fortalecimiento del proceso de integración (artículo 1 del Tratado de Asunción).

#### **2 El objetivo de integración del sector de la energía**

2.1 El artículo 13 del Tratado de Asunción configura el Grupo Mercado Común como el órgano ejecutivo de MERCOSUR y prevé la constitución de Subgrupos de trabajo dentro del mismo. En particular, el Anexo V prevé 10 Subgrupos de trabajo, incluyendo el N° 9 de política energética. Desde el comienzo, los países integrantes del MERCOSUR entendieron el carácter estratégico de la política energética y fijaron la armonización de los sectores energéticos como uno de los temas fundamentales para la constitución de su mercado común. En este sentido, la perspectiva de MERCOSUR es semejante a la de la Unión Europea que también ha convertido la política energética y la integración de los mercados energéticos de los países miembros en uno de los ejes fundamentales de la creación del mercado común (como lo demuestran las declaraciones e informes institucionales, la profusa legislación y los programas de actuación concretos).

#### **3 Normas de MERCOSUR en relación con el sector de la energía**

3.1 La normativa emanada de MERCOSUR en relación con el sector de la energía está integrada, entre otras, por las siguientes normas: (i) el Tratado de Asunción de 26 de marzo de 1991; (ii) La Decisión 1/93 del Consejo del Mercado Común; (iii) Resolución 57/93, del Grupo Mercado Común, por el que se aprueba el documento "Directrices de políticas energéticas en el MERCOSUR"; (iv) Resolución 150/96, XXIV reunión del Grupo Mercado Común, de 13 de diciembre de 1996, Pautas negociadoras do Subgrupo N° 9 – Energía; (v) Decisión 10/98, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR, XIV reunión del Consejo del Mercado Común en Buenos Aires, el 23 de julio de 1998; (vi) Decisión 10/99, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR, XVII reunión del Consejo del Mercado Común en Montevideo, el 7 de diciembre de 1999; (vii) Decisión 60/00, del Consejo del Mercado Común, en Florianópolis el 14 de diciembre de 2000; y (viii) Decisión 26/03, Programa de trabajo 2004-2006, XXV Consejo del Mercado Común, de 15 de diciembre de 2003, aprobó el "Programa de Trabajo del MERCOSUR 2004-2006".

- 3.2 Como hemos señalado en el epígrafe precedente, el artículo 13 del Tratado de Asunción configura el Grupo Mercado Común como el órgano ejecutivo de MERCOSUR y prevé la constitución de Subgrupos de trabajo dentro del mismo. En particular, el Anexo V prevé 10 Subgrupos de trabajo, incluyendo el Subgrupo N° 9 de política energética.
- 3.3 La Decisión 1/93, del Consejo del Mercado Común, acordó ajustar el Cronograma de Medidas (Coordinación de Políticas Macroeconómicas, Sectoriales e Institucionales) que deberán adoptarse antes del 31 de diciembre de 1994 a efectos de asegurar el pleno cumplimiento de los objetivos establecidos en el Tratado de Asunción para el período de transición (artículo 1). El anexo de dicha Decisión, en relación con el Subgrupo N° 9 – Política energética prevé un conjunto de medidas muy completo, con el objetivo final de lograr la integración de los mercados energéticos de los Estados Partes en un plazo de tiempo muy reducido, en 1994<sup>1</sup>. Entre dichas actuaciones destacan: la formulación de propuestas de medidas para la armonización del marco institucional, legal y jurídico; la formulación de propuestas de medidas para la armonización de criterios en cuanto a precios de combustibles y su tratamiento tributario; la formulación

	PLAZO
1.	
1. LEGISLACIÓN ENERGETICA Y ASPECTOS INSTITUCIONALES Y ORGANIZACIONALES DE LOS MERCADOS ENERGETICOS.	
1.1 Sistemas Energéticos Comparados	Dic/93
1.1.1 Diagnóstico de los sistemas energéticos de los Estados Partes	Mar/94
1.1.2 Análisis Comparativo de los planes energéticos en los Estados Partes.	Jun/94
1.1.3 Análisis de las posibilidades de integración en el sector	
1.2 Aspectos institucionales legales y jurídicos.	Jun/93
1.2.1 Estudio sobre el marco institucional, legal y jurídico en el sector.	Jun/93
1.2.2 Identificación de asimetrías.	Dic/93
1.2.3 Análisis de propuestas de medidas para su armonización	Mar/94
1.2.4 Remisión al GMC para su consideración e instrumentación	
2. DESARROLLO TECNOLÓGICO	
2.1 Relevamiento de información	Set/93
2.2 Análisis comparativo del tratamiento del tema en los Estados Partes	Dic/93
2.3 Formulación de propuestas en materia de desarrollo tecnológico.	Jun/94
3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y SU TRATAMIENTO TRIBUTARIO	
3.1 Identificación de asimetrías	Jun/93
3.2 Análisis de propuestas de medidas para la armonización de criterios	Set/93
3.3 Remisión al GMC para su consideración e instrumentación	Dic/93
4. PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA Y SU TRATAMIENTO TRIBUTARIO	
4.1 Relevamiento de diferencias.	Jun/93
4.2 Identificación de asimetrías	Set/93
4.3 Análisis de propuestas de medidas para la armonización de criterios	Dic/93
4.4 Remisión al GMC para su consideración e instrumentación.	Mar/94
5. INCIDENCIA DE LOS ENERGETICOS EN SECTORES PRODUCTIVOS SELECCIONADOS	
5.1 Análisis comparativo de la incidencia de los energéticos en sectores seleccionados	Dic/93
5.2 Lineamientos para la eficiente utilización de energéticos en sectores industriales.	Jun/94
6. RACIONALIZACION, CALIDAD, PRODUCTIVIDAD Y NORMAS TECNICAS	
6.1 Identificación de asimetrías (en Normas Técnicas).	Set/93
6.2 Análisis de propuestas de medidas para su armonización (en Normas Técnicas).	Set/93
6.3 Remisión al GMC para su consideración e instrumentación (en Normas Técnicas).	Dic/93
6.4 Establecimiento de bases de un Programa Común en Racionalización, Calidad y Productividad.	Dic/93
6.5 Programa Común de Racionalización, Calidad y Productividad en el sector energía	Jun/94
7. LEGISLACION Y MARCO AMBIENTAL DEL SECTOR ENERGÉTICO	
7.1 Identificación de asimetrías.	Set/93
7.2 Análisis de propuestas de medidas para su armonización.	Mar/94
7.3 Remisión al GMC para su consideración e instrumentación .	Jun/94
8. DIRECTRICES DE POLITICAS ENERGETICAS EN EL MERCOSUR	
8.1 Definición de elementos básicos.	Set/93
8.2 Formulación de directrices.	Dic/93
8.3 Propuestas de coordinación de políticas energéticas.	Jun/94

de de propuestas de medidas para la armonización de criterios en cuanto a precio de la energía eléctrica y su tratamiento tributario; o la formulación de propuestas de coordinación de políticas energéticas.

- 3.4 La Resolución 57/93, del Grupo Mercado Común, por el que se aprueba el documento "Directrices de políticas energéticas en el MERCOSUR" se dicta en cumplimiento del objetivo señalado en la medida 8.1 del Subgrupo N° 9 – Política energética, previsto en el Anexo de la Decisión 1/93. El documento "DIRECTRICES DE POLITICAS ENERGETICAS EN EL MERCOSUR" que figura como anexo establece las directrices de políticas energéticas, a los efectos de la consecución de los objetivos del Mercado Común<sup>2</sup>. De dichas directrices entendemos conveniente destacar las señaladas en los apartados 3, libertad de compra y venta de energía entre las empresas de energía y libre tránsito de los energéticos; 5, el precio de la energía debe reflejar, en principio, su coste; y 10, incorporación de los costos ambientales a los costos de la energía.
- 3.5 La Resolución 150/96, XXIV reunión del Grupo Mercado Común, de 13 de diciembre de 1996, Pautas negociadoras do Subgrupo N° 9 – Energía, establece las tareas prioritarias a ser desarrolladas por el Subgrupo N° 9, los plazos y los medios para su ejecución. En particular, incluye las siguientes tareas:
- (a) B – Tarea prioritaria "Marcos regulatorios de los sectores energéticos del MERCOSUR".
- (i) Tareas: (B.1) Completar y mantener actualizado el Banco de Datos sobre el ordenamiento institucional y regulatorio del sector energético de los Estados Partes; (B.2) Identificar y analizar los elementos regulatorios y normativos relacionados con el cumplimiento de los objetivos del Tratado de Asunción en materia de energéticos (energía eléctrica, gas, petróleo y derivados); (B.3) Proponer medidas que posibiliten el funcionamiento efectivo de un Mercado Energético Integrado, partiendo de las realidades nacionales y de los objetivos del Tratado de Asunción; (B.4) Elaborar un documento de referencia sobre aspectos regulatorios institucionales que orienten los programas energéticos en el plano de la protección

---

<sup>2</sup> 1- Viabilidad económico-financiera de los proyectos energéticos de la región; 2- Optimización de la producción y del uso de las fuentes de energía de la región; 3- Favorecimiento de la integración entre los mercados energéticos de los Estados Partes, con libertad de compra y venta de energía entre las empresas de energía y libre tránsito de los energéticos, respetando las legislaciones vigentes en cada País; 4- La política de precios de la energía es parte integrante de la política económica de los Países y como tal debe respetarla; 5- El precio de la energía (ex-impuesto) debe reflejar, en principio, su costo; la posibilidad de administración de precios favorecidos, por las características específicas de algunos segmentos consumidores del sector productivo, debe ser analizada en común; 6- Equivalente tratamiento tributario (impuestos, tasas y gravámenes internos) a la energía destinada a los sectores productivos tendiente a la armonización de las políticas fiscales aplicadas; 7- Promoción del uso racional de energía y su conservación; 8- Admisión, en el marco de libre intercambio energético, de la posibilidad de acuerdos energéticos binacionales o multinacionales, dentro o fuera de la región; 9- Promoción de la producción y uso de energía renovables con bases económicas y ambientalmente sustentables; 10- La armonización de la legislación ambiental y el establecimiento de estructuras organizaciones que permitan resultados equivalentes en la mitigación de los impactos sobre el medio ambiente resultantes de la producción, transporte, almacenamiento y uso de los energéticos, incorporando los costos ambientales a los costos de energía; 11- Coordinación en la gestión de propuestas de financiamiento a organismos internacionales con el objetivo de realizar estudios de viabilidad económico-financieros de emprendimientos energéticos comunes; 12- Ajuste de criterios para permitir el acceso de las empresas energéticas a los mercados de capitales de los Países Miembros; 13- Elaboración de estudios de planeamiento energético integrado regional, en concordancia con los planeamientos macroeconómicos nacionales; 14- Adopción en el campo legal, patrimonial, técnico y gerencial de medidas que aumenten la calidad y la productividad de las empresas y su desempeño colegiado, lo que presupone la existencia de coordinación, en el sentido de asegurar la ampliación de los beneficios recíprocos resultantes de la integración energética de los países del MERCOSUR; 15- Tener en cuenta la diversidad de factores socioeconómicos y políticos que intervienen en la organización de los sistemas energéticos.

ambiental, que será remitido al Subgrupo de Trabajo N° 6 (Medio Ambiente).

- (ii) Justificación: favorecer la integración de los Mercados Energéticos de los Estados Partes; propiciar acuerdos energéticos binacionales o multinacionales dentro o fuera de la región, reducir los impactos ambientales de las actividades energéticas conforme un tratamiento compatible con el desarrollo sustentable del Sector.
  - (iii) Plazo total: para las tareas (B.1) y (B.4) se prevé un plazo de 1 año y, para el resto de las tareas, 2 años.
  - (iv) Medios necesarios: recursos propios de los Estados Partes para la coordinación y elaboración de los trabajos principales, para lo cual se conformará un grupo de tareas con representantes de cada país. Adicionalmente, se requerirá Cooperación Técnica para estudios específicos. Además se requerirá apoyo específico del SGT N° 6 (Medio Ambiente).
- (b) C – Tarea prioritaria: “Precios, tarifas y tratamiento tributario del sector energético”
- (i) Tareas: (C.1) continuar actualizando y difundiendo las informaciones relativas a los Precios y Tarifas de combustibles y de energía eléctrica, así como las estructuras y políticas tributarias correspondientes de los Estados Partes. Se realizará una difusión especializada y una difusión dirigida al público en general; (C.2) establecer mecanismos que permitan el análisis comparativo de los precios de los derivados del petróleo en el mercado interno con los precios del mercado internacional; (C.3) establecer criterios para la determinación de costos económicos de suministro de energía eléctrica y de gas por redes, a fin de obtener referenciales para la determinación de las tarifas para el consumidor final; (C.4) analizar las medidas de promoción y de incentivos en los Estados Partes; (C.5) proponer bases para un tratamiento tributario equitativo de los energéticos destinados a los sectores productivos; (C.6) proponer mecanismos de utilización del tratamiento tributario de la energía como instrumento de políticas energéticas coordinadas.
  - (ii) Justificación: obtener mayor transparencia en el sistema de precios e impuestos, lo cual permitirá un mejor uso de las ventajas comparativas, una mayor fluidez de los mercados, y la eliminación de aquellas asimetrías que afecten, de manera distorsionada, la competencia entre los sectores productivos.
  - (iii) Plazos: (C.1) – trimestral; (C.2) - 6 meses; (C.3), (C.4) y (C.6) - 1 año; (C.5) - 2 años.
  - (iv) Medios necesarios: recursos propios de los Estados Partes para la coordinación y elaboración de los trabajos principales, para lo cual se conformará un grupo de tareas con representantes de cada país. Adicionalmente, se requerirá Cooperación Técnica para estudios específicos. Esta tarea deberá realizarse en forma coordinada con el grupo responsable del tratamiento tributario en el MERCOSUR.

(c) D – Tarea prioritaria: “Racionalización, calidad y productividad de la energía”.

- (i) Tareas: (D.1) promover la implementación del Programa de Racionalización, Calidad y Productividad del MERCOSUR, priorizando las iniciativas según criterios de menor complejidad, de menor costo, de mayor experiencia existente en la región y de máximos beneficios regionales; (D.2) evaluar las oportunidades para el uso de energías renovables en el MERCOSUR; (D.3) promover la interacción con el sector privado para la realización de los programas mencionados en (D.1) y (D.2).
- (ii) Justificación: colaborar en el aumento de la eficiencia energética, así como en la protección ambiental, en vistas a mejorar la competitividad de los sectores productivos y a propiciar el desarrollo sustentable; atender los requerimientos energéticos de las comunidades aisladas de los sistemas centrales y de todos los segmentos sociales de la población.
- (iii) Plazos: (D.1) y (D.3) – permanente; (D.2) - 1 año.
- (iv) Medios necesarios: recursos propios de los Estados Partes para la coordinación y elaboración de los trabajos principales, para lo cual se conformará un grupo de tareas con representantes de cada país. Adicionalmente, se requerirá Cooperación Técnica para estudios específicos. Además, los estudios de estos programas podrán ser financiados, integral o parcialmente, mediante diferentes mecanismos, tales como: recursos de empresas, convenios involucrando organismos privados, así como recursos provenientes de organismos internacionales que no deban ser reembolsados por los Estados Partes.

3.6 El Tratado de Asunción de 26 de marzo de 1991, la Decisión 1/93 del Consejo del Mercado Común, la Resolución 57/93 del Grupo Mercado Común y la Resolución 150/96 del Grupo Mercado Común, mencionadas en los párrafos precedentes fijan los siguientes objetivos fundamentales: la integración de mercados energéticos de los Estados Partes; la armonización de la política de precios que reflejen los costes de producción de la energía; y promover la implementación del programa de racionalización, calidad y productividad en el sector de la energía. En todo caso, no se trata de normas que desarrollen una regulación que deba ser incorporada por los Estados Partes, sino que son normas en las que se establecen los principios generales con arreglo a los cuales se deben orientar los trabajos de MERCOSUR. Otra cosa distinta son la Decisión 10/98, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR, XIV reunión del Consejo del Mercado Común en Buenos Aires, el 23 de julio de 1998 y la Decisión 10/99, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR, XVII reunión del Consejo del Mercado Común en Montevideo, el 7 de diciembre de 1999, a las que no referiremos en los párrafos subsiguientes.

3.7 La siguiente norma, cronológicamente es la Decisión 10/98, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR, XIV reunión del Consejo del Mercado Común en Buenos Aires, el 23 de julio de 1998.

- (a) Esta Decisión contiene normas concretas sobre la regulación del sector eléctrico. En particular, los Estados Partes se obligan, entre otros, a (Anexo): (i) 1.- asegurar

condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, sin la imposición de subsidios que puedan alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre los Estados Partes; (ii) 2.- permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes del MERCOSUR; (iii) 7.- respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) de la energía, o con el carácter público o privado de las empresas, respetadas las tarifas reguladas para su uso; y (iv) 10.- determinar la elaboración de estudios, por medio de los organismos convenientes, con miras a la operación conjunta de los mercados de los Estados Partes, así como la identificación de los ajustes necesarios para viabilizar la integración eléctrica.

- (b) De acuerdo con el contenido de esta Decisión, en MERCOSUR debería existir: un mercado eléctrico único (véase 10); con los precios ligados al coste de producción (véase 1); donde participaran los distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de todos los Estados Partes (véase 2) que podrían transportar su electricidad por la red mediante el pago del correspondiente ATR (véase 7). Este es el mercado eléctrico que MERCOSUR teóricamente aspira a constituir. La Decisión contempla la liberalización de la comercialización y el consumo en relación con los grandes consumidores. Por el contrario, no contempla la liberalización del transporte, ni de la distribución, ni de la producción, ni del consumo de los pequeños consumidores (domésticos).
- (c) No obstante, la presente Decisión, a pesar de ser obligatoria, está pendiente de incorporación en los Estados Partes y no se prevé cuándo pueda ser objeto de dicha incorporación. Se trata de una encrucijada de análisis complicado. Por un lado, su incorporación, en caso de llevarse a efecto, tendría consecuencias sustanciales para Paraguay, en cuanto a la obligación de liberalizar su propio mercado de grandes consumidores, pero por el contrario, la ANDE conservaría el transporte, la distribución y la producción, y tendría la posibilidad de comercializar su electricidad en otros Estados Partes a precios de coste y directamente a los consumidores, y no a los transportistas. Son muchos los aspectos a tener en cuenta. Por otro lado, si se opta por su no incorporación, sería conveniente promover la revocación, expresa o tácita, de la norma del MERCOSUR.

3.8 La Decisión 10/99, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR, XVII reunión del Consejo del Mercado Común en Montevideo, el 7 de diciembre de 1999, constituye junto con la anterior, la otra norma con contenido concreto, que precisa de incorporación, para la regulación del sector de la energía, en este caso, del gas.

- (a) Tal y como se expresa en el Considerando de la Decisión, el MERCOSUR pretende promover el desarrollo del comercio del gas natural entre los Estados Partes con miras al desarrollo y complementación de sus recursos energéticos que permitan diversificar las posibilidades de abastecimiento a los usuarios de cada Estado Parte, es decir, la diversificación de la matriz energética.
- (b) La Decisión, contiene, entre otras, las siguientes obligaciones concretas para los Estados Partes: (i) 2. asegurar que los precios y tarifas de los servicios asociados a

la compra y venta de gas natural, tales como transporte, distribución y almacenaje, respondan en sus respectivos mercados a costos económicos, sin discriminación entre usuarios de similares características y sin subsidios directos o indirectos que puedan afectar la competitividad de los bienes exportables y el libre comercio de los Estados Partes; (ii) 5. permitir en el ámbito del MERCOSUR, a los distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de gas natural contratar libremente sus fuentes de provisión, de conformidad con la legislación vigente en cada Estado Parte y con los tratados vigentes entre los Estados Partes; (iii) 8. otorgar autorizaciones, licencias o concesiones que sean necesarias para la construcción y operación de gasoductos; (iv) 12. promover la elaboración de estudios, por medio de los organismos pertinentes, con miras a la operación conjunta de los sistemas de transporte de gas natural relacionados a los Estados Partes, así como la identificación de los ajustes necesarios para viabilizar la integración gasífera.

- (c) De acuerdo con el contenido de esta Decisión, en MERCOSUR debería existir: un mercado del gas único (véase 12); con los precios ligados al coste de producción (véase 2); donde participaran los distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de todos los Estados Partes (véase 5); con un mercado liberalizado del transporte y distribución (véase 8). Este es el mercado del gas que MERCOSUR teóricamente aspira a constituir. La Decisión contempla la liberalización del transporte, distribución y consumo en relación con los grandes consumidores. Por el contrario, no contempla la liberalización de la producción ni del consumo de los pequeños consumidores (domésticos).
- (d) De nuevo, la presente Decisión, a pesar de ser obligatoria, está pendiente de incorporación en los Estados Partes y no se prevé cuándo pueda ser objeto de dicha incorporación. En el presente caso, la incorporación y desarrollo de dicha decisión por los Estados Partes del MERCOSUR, podría resultar de interés para Paraguay: (i) Paraguay podría beneficiarse de la construcción y operación de las infraestructuras para conectar los yacimientos de Bolivia con Argentina, Uruguay y Brasil (el número 13, prevé la promoción del desarrollo de una infraestructura de comunicación y enlaces necesaria para coordinar la operación física de los gasoductos, que permita un intercambio de los datos e informaciones sobre los mercados); y (ii) el desarrollo del mercado del gas natural serviría para diversificar la matriz energética del Paraguay dependiente de la producción hidráulica.

3.9 La Decisión 60/00, del Consejo del Mercado Común, en Florianópolis el 14 de diciembre de 2000, a las que nos referiremos en los párrafos subsiguientes, crea la Reunión de Ministros de Minas y Energía del MERCOSUR, con la función de proponer al Consejo del Mercado Común las medidas tendentes a la coordinación y la cooperación en el área de minería y energía (artículo 1). De nuevo, conscientes de la importancia del sector de la energía para el desarrollo económico, se trata de fomentar la integración en dicho sector. Involucrar directamente a los Ministros del ramo parece una medida apropiada y puede servir para fortalecer la eficacia de las decisiones adoptadas en el marco del MERCOSUR.

3.10 Por fin, la Decisión 26/03, Programa de Trabajo 2004-2006, XXV Consejo del Mercado Común, de 15 de diciembre de 2003, aprobó el "Programa de Trabajo del MERCOSUR 2004-2006". Esta decisión aprueba una serie de tareas que deberán ser desarrolladas por los organismos del MERCOSUR, se incluyen en su Anexo, con el objetivo de afianzar y desarrollar la integración de los Estados Partes (Considerando, y artículos 1 y 2). En particular, el apartado 4.2 Integración física y energética, del anexo, menciona la tarea de analizar la posibilidad de definir la matriz energética de requerimientos

futuros de los países miembros y las disponibilidades de oferta estableciendo los programas de infraestructura física que potencien la distribución de los recursos con su correspondiente análisis de factibilidad, definición de financiamiento y adjudicación de las obras, las disciplinas comerciales que regulan el comercio y los servicios correspondientes de transporte de los mismos. Se trata de una de las bases fundamentales de toda política energética, que consiste en la inversión en infraestructuras que sirvan para integrar los mercados y sin las cuales, cualquier normativa, por perfecta que sea, es ineficaz.

#### **4 El problema de la incorporación de la normativa de MERCOSUR en el ordenamiento jurídico de los Estados Partes**

- 4.1 La normativa emanada de los organismos de MERCOSUR, en forma de Decisiones del Consejo del Mercado Común, Resoluciones del Grupo Mercado Común y Directivas de la Comisión de Comercio de MERCOSUR, tiene carácter obligatorio para los Estados Partes (artículos 9, 15 y 20 del Protocolo de Ouro Preto de 17 de diciembre de 1994). El Estado de Paraguay tiene un compromiso de aplicar dichas normas. No obstante, dicha normativa no es de aplicación directa, sino que debe implementarse en los Estados Partes mediante la aprobación de la correspondiente normativa interna en cada Estado Parte. De acuerdo con el artículo 38 del Protocolo de Ouro Preto, los Estados Partes se comprometen a adoptar todas las medidas necesarias para asegurar, en sus respectivos territorios, el cumplimiento de las normas emanadas de los órganos de MERCOSUR previstos en el artículo 2 del Protocolo, entre ellos, el Consejo del Mercado Común, el Grupo Mercado Común y la Comisión de Comercio de MERCOSUR. Asimismo, el artículo 42 del Protocolo de Ouro Preto señala que las normas emanadas de los órganos de MERCOSUR previstos en el artículo 2 tendrán carácter obligatorio y, cuando sea necesario, deberán ser incorporadas a los ordenamientos jurídicos nacionales mediante los procedimientos previstos por la legislación de cada país.
- 4.2 El Protocolo de Ouro Preto no preveía un plazo para dicha implementación. Posteriormente, la Decisión 23/00, Relanzamiento de MERCOSUR, Incorporación de la Normativa MERCOSUR al ordenamiento jurídico de los Estados Partes, prevé que las Decisiones, Resoluciones y Directivas de MERCOSUR, incluyan una fecha o plazo para su incorporación al ordenamiento de los Estados Partes (artículo 7 Decisión 23/00). Este régimen produce el problema de que la efectividad de las normas aprobadas por MERCOSUR queda a la voluntad de los Estados Partes. En este sentido, las Decisiones 10/98 Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR y 10/99 Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR no han sido incorporadas al ordenamiento interno de Paraguay, ni existe un plazo para hacerlo. En cuanto a la Decisión 60/00, del Consejo del Mercado Común, en Florianópolis el 14 de diciembre de 2000, ésta no necesita ser incorporada al ordenamiento jurídico de los Estados Partes por reglamentar aspectos de organización o de funcionamiento del MERCOSUR (artículo 2 de la propia Decisión).
- 4.3 Todo ello, sin perjuicio de la facultad de otros Estados Partes de recurrir al procedimiento de resolución de conflictos previsto en el Protocolo de Brasilia de 17 de diciembre de 1991 (artículo 43 del Protocolo de Ouro Preto). No obstante, se trata éste de un mecanismo cuya eficacia material en relación con un supuesto de falta de implementación en el ordenamiento interno de la normativa de MERCOSUR, es difícil de valorar. En este sentido, la decisión del Tribunal Arbitral es obligatoria para los Estados Partes, pero debe cumplirse por los mismos (artículo 21 del Tratado de Brasilia). En caso de incumplimiento, el Tratado de Brasilia únicamente prevé que los

otros Estados Partes en la controversia adopten medidas compensatorias temporarias, tales como la suspensión de concesiones u otras equivalentes, tendientes a obtener su cumplimiento (artículo 23 del Tratado de Brasilia).

- 4.4 Por otro lado, el Protocolo de Ouro Preto tampoco prevé ningún mecanismo para controlar si las normas internas aprobadas por los Estados Partes para la incorporación al ordenamiento jurídico interno de las normas de MERCOSUR, efectivamente reflejan el contenido de las normas de MERCOSUR. No existe un mecanismo que garantice que cuando Paraguay u otros Estados Partes incorporen en sus ordenamientos jurídicos la normativa de MERCOSUR mencionada en el epígrafe 3 precedente, dicha incorporación sea homogénea en todos los Estados Partes, o al menos, fiel al contenido de las normas de MERCOSUR.
- 4.5 Asimismo, la normativa interna aprobada por un Estado Parte no entrará en vigor hasta que todos los Estados Partes de MERCOSUR hayan aprobado las normas internas necesarias para implementar las normas de MERCOSUR y dichas normas internas entrarán entonces en vigor en todos los Estados Partes simultáneamente (artículo 40 del Protocolo de Ouro Preto). Este mecanismo, de aplicarse rigurosamente, si bien evitaría las desigualdades entre los Estados Partes, dificultaría todavía más la implementación de las normas de MERCOSUR. Basta con que un Estado parte no haya aprobado las normas internas necesarias en su ordenamiento jurídico para implementar las normas de MERCOSUR, para que dicha normativa de MERCOSUR no se aplique en ningún Estado Parte. En este sentido, podrían considerarse otro tipo de mecanismos que permitieran excluir al Estado Parte reticente a implementar la normativa de MERCOSUR, pero que permitan avanzar a los otros Estados Partes que sí la hayan implementado, en un mecanismo similar a la aplicación del principio de reciprocidad en la Unión Europea.
- 4.6 El Grupo Mercado Común, por medio de Resolución 22/98, Lineamientos con relación a la normativa MERCOSUR pendiente de incorporación, reunión XXX Grupo Mercado Común, en Buenos Aires, el 22 de julio de 1998, muestra de nuevo su preocupación sobre el proceso de incorporación de la normativa. El artículo 1 establece que los Estados Partes realizarán los máximos esfuerzos para la incorporación, antes de la XXXI Reunión Ordinaria del Grupo Mercado Común, de la normativa MERCOSUR no incorporada hasta la fecha al ordenamiento jurídico nacional, por razones de carácter administrativo. El artículo 2 acuerda solicitar, por intermedio del Consejo del Mercado Común, a la Comisión Parlamentaria Conjunta del MERCOSUR que arbitre los medios para que los Poderes Legislativos de los Estados Partes den consideración prioritaria a los distintos proyectos en trámite parlamentario de normativa MERCOSUR aprobada hasta la fecha, que requiere incorporación legislativa. El Grupo Mercado Común aprobó en la misma reunión y fecha, la Resolución 23/98, Incorporación de la normativa MERCOSUR. El artículo 4 establece que los proyectos de normativa MERCOSUR a ser aprobados por el Consejo del Mercado Común, el Grupo Mercado Común y la Comisión de Comercio de MERCOSUR, y a ser incorporados por vía administrativa, indicarán, cuando corresponda, el plazo en que se cumplirá dicha incorporación a los ordenamientos jurídicos de los Estados Partes. El artículo 7 establece que los proyectos de Decisiones, Resoluciones y Directivas que se sometan a los órganos con capacidad decisoria indicarán, cuando sea posible, para cada Estado Parte, las autoridades involucradas en la adopción del acto correspondiente para su incorporación y la naturaleza que debe revestir ese acto.
- 4.7 El Consejo del Mercado Común, por medio de Decisión 3/99, reunión XVI del Consejo del Mercado Común, en Asunción, el 15 de junio de 1999, instó a la Comisión Parlamentaria Conjunta, una de cuyas funciones según el Protocolo de Ouro Preto, es

la de acelerar los procedimientos internos en los Estados Partes para la pronta entrada en vigor de las normas emanadas de los órganos del MERCOSUR, a realizar las gestiones necesarias ante los Poderes legislativos de los Estados Partes a fin de acelerar los procedimientos internos necesarios para la incorporación de la Normativa MERCOSUR que requiera de aprobación legislativa. decisión

- 4.8 La Decisión 23/00, Relanzamiento del MERCOSUR, Incorporación de la normativa MERCOSUR al ordenamiento jurídico de los Estados Partes, reunión XVIII del Consejo del Mercado Común, en Buenos Aires, el 29 de junio de 2000, reitera que las Decisiones, Resoluciones y Directivas son obligatorias para los Estados Partes y, cuando sea necesario, deberán ser incorporadas a los ordenamientos jurídicos nacionales (artículo 1); que en los casos en que las Decisiones, Resoluciones y Directivas incluyan una fecha o plazo para su incorporación, dichas cláusulas revisten carácter obligatorio (artículo 7); y con relación a la normativa no incorporada, dispone que las Coordinaciones Nacionales deberán confirmar o corregir la información disponible en la Secretaría Administrativa del MEROSUR sobre las incorporaciones realizadas (artículo 9(i)). Dicha decisión fue complementada por la Decisión 55/00, Vigencia simultánea de la normativa MERCOSUR incorporada por los Estados Partes, reunión XIX del Consejo del Mercado Común, en Florianópolis, el 14 de diciembre de 2000 que prorroga el plazo para realizar la comunicación prevista en el artículo 9(i) de la Decisión 23/00 hasta el 31 de marzo de 2001 (artículos 1 y 2). Por tanto, se reitera el régimen legal existente, se mejoran los mecanismos de coordinación en cuanto a la información sobre la normativa incorporada y la normativa pendiente de incorporación, pero no se introducen nuevos mecanismos para fomentar la incorporación.
- 4.9 MERCOSUR, por medio de la Decisión 20/02, Perfeccionamiento del sistema de incorporación de la normativa de MERCOSUR al ordenamiento jurídico de los Estados Partes, del Consejo del Mercado Común, en Brasilia, el 6 de diciembre de 2002, modifica el sistema de aprobación de las normas de MERCOSUR y de su incorporación al ordenamiento jurídico interno de los Estados Partes. La Decisión 20/02 reglamenta aspectos de organización o del funcionamiento del MERCOSUR, por lo que no precisa de incorporación en el ordenamiento jurídico de los Estados Partes y debe considerarse vigente (artículo 16 de la Decisión 20/02). El sistema que se establece es básicamente el siguiente:
- (a) los Estados Partes deberán comunicar por escrito al órgano decisorio de MERCOSUR que están en condiciones de proceder a la incorporación de la norma por medio de actos del Poder Ejecutivo, o de enviarla a la aprobación parlamentaria (artículo 3 de la Decisión 20/02);
  - (b) si un Estado Parte entendiera que la aplicación de la norma de MERCOSUR no requiere acto formal de incorporación a su ordenamiento jurídico, deberá notificarlo a la Secretaría Administrativa del MERCOSUR que lo comunicará a los demás Estados Partes (artículo 11 de la Decisión 20/02);
  - (c) asimismo, los Estados Partes identificarán de común acuerdo los casos en que la norma, en función de su naturaleza o contenido, necesita ser incorporada sólo por determinados Estados Partes a sus ordenamientos jurídicos internos, explicitando este entendimiento en el texto de la norma (artículo 12 de la Decisión 20/02);
  - (d) las normas aprobadas a partir del 30 de junio de 2003 deberán ser incorporadas a los ordenamientos jurídicos de los Estados Partes en su texto integral (artículo 7 de la Decisión 20/02); y por fin

- (e) los Estados Partes deberán adoptar las modificaciones adicionales de las respectivas normas internas que se consideren necesarias para adecuarlas a las normas de MERCOSUR, y la eventual necesidad de efectuar tales modificaciones no justificará, en ningún caso, el incumplimiento de los plazos de incorporación que se establezcan en las normas de MERCOSUR (artículo 8 de la Decisión 20/02).

La duda que surge es si el presente sistema, al desconocer las particularidades de los ordenamientos jurídicos y de las realidades económicas y sociales de los Estados Partes, no resultará excesivamente rígido, impidiendo su operatividad en la práctica. En todo caso, se trata de un mecanismo adoptado recientemente y al que habrá que dar un voto de confianza. No obstante, el contenido de esta Decisión 20/02 no afecta a la incorporación de las normas anteriores a su entrada en vigor, entre ellas, las normas mencionadas en el epígrafe 3 precedente.

- 4.10 La Decisión 26/03, Programa de Trabajo 2004-2006, XXV Consejo del Mercado Común, de 15 de diciembre de 2003, aprobó el "Programa de Trabajo del MERCOSUR 2004-2006". Dicho programa de trabajo, incluido como Anexo, incluye la previsión de suscribir en julio de 2004 un instrumento que establezca el procedimiento para la vigencia inmediata de la normativa de MERCOSUR que no requiera aprobación parlamentaria. Se trata no obstante de un instrumento de alcance limitado, ya que no afecta a todas aquellas normas que por su contenido deban ser objeto de aprobación por los parlamentos de los Estados Partes.
- 4.11 Por fin, la Decisión 22/04, XXVI reunión del Consejo del Mercado Común en Puerto Iguazú, de 7 de julio de 2004, de VIGENCIA Y APLICACIÓN DE LAS NORMAS EMANADAS DE LOS ÓRGANOS CON CAPACIDAD DECISORIA DEL MERCOSUR. Esta Decisión tiene por objeto asegurar la vigencia y aplicación de las normas MERCOSUR, en particular, de las decisiones, resoluciones y directivas de los órganos de MERCOSUR que no requieran tratamiento legislativo en los Estados Partes. En este sentido, en la establece las bases para la regulación de un procedimiento por el que los Estados Parte realicen dicha aplicación en el plazo de 90 días (artículo 1), bases que se desarrollan en el anexo. En particular: (i) una vez aprobadas por los órganos del MERCOSUR y recibida por el Ministerio de Relaciones Exteriores la copia certificada por la Secretaría del MERCOSUR, las Normas MERCOSUR deberán publicarse, de conformidad con los procedimientos internos de cada Estado Parte, en los respectivos diarios oficiales cuarenta (40) días antes de la fecha prevista en ella para su entrada en vigencia; (ii) La publicación de las Normas MERCOSUR en los diarios oficiales implicará la incorporación de la norma al orden jurídico nacional, conforme al Artículo 40° del Protocolo de Ouro Preto; y (iii) las Normas MERCOSUR comprendidas en el presente procedimiento dejarán sin efecto, a partir de su entrada en vigencia, a las normas nacionales de igual o menor jerarquía que se les opongan, de conformidad con los procedimientos internos de cada Estado Parte.
- 4.12 La profusión de normas en MERCOSUR sobre el procedimiento para la incorporación de la normativa emanada de sus órganos constituye una evidencia de la preocupación de los Estados Partes sobre dicha cuestión, de la cual depende el éxito del mercado común. El sistema descrito en los párrafos precedentes plantea los siguientes problemas: la incorporación de la normativa del MERCOSUR, depende de la voluntad de los Estados Partes; cuando se trata de normas que deben ser incorporadas por decisión de los Poderes Legislativos de los Estados Partes, no se prevé el establecimiento de plazos o fechas para dicha incorporación; la falta de incorporación de la normativa no lleva aparejada sanciones; y la falta de incorporación por un solo Estado Parte impide, al menos teóricamente, la entrada en vigor de la normativa si incorporada en otros Estados Partes. No obstante, dicho sistema es coherente con el

planteamiento de base del MERCOSUR, que tiene por objeto la creación de un mercado común entre los países integrantes del mismo, y en el cual, en principio, no se prevé una transferencia de soberanía a una organización supranacional (como es el caso de la Unión Europea).

- 4.13 En todo caso, los problemas derivados del sistema adoptado afectan de manera importante al sector de la energía. Las normas adoptadas por el MERCOSUR en relación con el sector de la energía, mencionadas en el epígrafe 3 precedente, en particular, la Decisión 10/98, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR, XIV reunión del Consejo del Mercado Común en Buenos Aires, el 23 de julio de 1998, y la Decisión 10/99, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR, XVII reunión del Consejo del Mercado Común en Montevideo, el 7 de diciembre de 1999, de contenido más normativo frente a las otras de contenido más programático, no han sido incorporadas en los Estados Partes y no se anticipa cuándo se producirá dicha incorporación. ¿Cuál es la voluntad del Gobierno de Paraguay al respecto? ¿impulsar la incorporación de dicha normativa o mantener el actual status quo?

## SECCIÓN 2 ARGENTINA

*(Actualizado a agosto de 2004)*

### 1 Modernización del Sector Eléctrico<sup>3</sup>

- 1.1 La transformación del sector eléctrico en la República Argentina, iniciada a principios de los 90, debe observarse en el marco general de un profundo cambio en el ámbito económico y político en esa época y se basó en los siguientes principios: a) la iniciativa privada pasó a tener una participación creciente en las empresas del sector; y b) el Estado pasó a ejercer la función reguladora y orientadora para que las nuevas actividades se desarrollen en forma armónica y equilibrada, de manera general y en forma regulada para evitar prácticas monopólicas.
- 1.2 La Secretaría de Energía (entonces dependiente del Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos) es el organismo que rige en materia de definición de la política sectorial y, por ende, conduce las acciones tendientes a aplicar esta política, orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés de la sociedad en su conjunto. En efecto, el objetivo de la transformación ha sido lograr una sólida industria eléctrica capaz de asegurar a la sociedad energía suficiente, a precios competitivos y compatibles con la calidad del servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad.
- 1.3 Las principales características de la transformación llevada a cabo en los años 90 han sido las siguientes:
- (a) Se ha tratado de introducir el mayor grado de competencia posible a los efectos de lograr a través de ella una mayor eficiencia.

<sup>3</sup> Véase detalles en: **Oxilia-Dávalos, Victorio; González, Enrique; de Paula, Ericson; y Miguez, Carlos** - "Integración Energética en el MERCOSUR: Informe MERCOSUR (Módulo 1) – Herts (RU): NIFES Consulting Group, Informe preparado para la Comisión Europea – DGXVII – Programa Synergy, Diciembre de 1999, p. 35 y siguientes.

- (b) Se orientó a que las tarifas a usuarios finales de los distribuidores cumplan con las siguientes premisas:
  - (i) Proveer ingresos para satisfacer los costos operativos y una tasa de retorno razonable.
  - (ii) Incluir como costo el precio de compra a nivel mayorista (se toma el mercado estacional)<sup>4</sup>.
  - (iii) Asegurar el mínimo costo compatible con la seguridad del abastecimiento.
  - (iv) Evitar subsidios entre distintos tipos de clientes.
- (c) La Ley Marco Regulatorio N° 24065/92 modificatoria y ampliatoria de la Ley de la Energía Eléctrica N° 15336/60, ha establecido las reglas principales bajo las cuales funciona el Sector Eléctrico argentino:
  - (i) Se ha separado la actividad en tres etapas: Producción. Transporte y Distribución.
  - (ii) Se creó el Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE), que tiene como funciones, entre otras: el control de la prestación de los servicios, dictar reglamentaciones técnicas, prevenir conductas monopólicas, establecer bases de cálculo de tarifas y de los contratos que otorguen concesiones.
  - (iii) Las bases en que se fundamenta el funcionamiento del sector es la conformación de: un mercado de energía eléctrica; un sistema de establecimiento de precios; y un administrador de dicho mercado.
- (d) El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el espacio comercial donde convergen la oferta con la demanda.
- (e) El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen los tres segmentos de actividad: producción, transporte y distribución (industria eléctrica). La recepción del servicio está representado por los grandes (clientes) usuarios que pueden comprar en forma directa al MEM y los medianos y pequeños clientes que compran de las compañías concesionarias de distribución.
- (f) En la producción de energía, la generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los más altos. La generación hidroeléctrica y nuclear están sometidas a lo que establecen los contratos de concesión. La producción está abierta a todos aquellos que deseen efectuar inversiones de riesgo.
- (g) El transporte es una actividad definida como "servicio público". Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar la energía de generadores a distribuidores y grandes usuarios. El concesionario de transporte no puede intervenir en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Está relevado de la obligación de expandir la red, pero puede participar en nuevas construcciones. Los recursos para la explotación y la expansión del equipamiento de transporte

---

<sup>4</sup> Ver explicación del mercado estacional en los próximos párrafos.

proviene de quienes utilizan el servicio: generadores, distribuidores y grandes usuarios.

- (h) La distribución ha sido definida como "servicio público" y debe cumplir con las obligaciones que le impone un contrato de concesión. Debe abastecer a toda la demanda en su área de concesión en condiciones de calidad y precio establecidos. El distribuidor debe asegurarse en forma permanente el abastecimiento de energía, su confiabilidad y su calidad para asegurar también estas condiciones a sus propios clientes.
- (i) El MEM argentino dispone de señales económicas que tienden a aumentar la eficiencia:
  - (i) El precio de la energía surge como convergencia de la oferta y la demanda y tiene un papel importante como mecanismo asignador de recursos.
  - (ii) El Mercado está ubicado en un punto geográfico (Ezeiza), que representa el "baricentro" de la demanda. Los tránsitos hacia y desde ese punto se hacen en función de los precios de nodo.
  - (iii) Los servicios adicionales que se brindan en el MEM se remuneran a quienes los prestan y se cobra a quienes los reciben (frecuencia, tensión y potencia).
  - (iv) El riesgo de no abastecer a la demanda configura un precio adicional que induce a aumentar la oferta.
- (j) La comercialización de la energía dentro del MEM se efectúa a través de tres formas diferentes:
  - (i) Mercado Spot: Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustible y otro para la potencia que representa los costos fijos.
  - (ii) Mercado Estacional: Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de mayo y 1º de noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgieran con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.
  - (iii) Mercado a Término: Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.
- (k) Para lograr una administración idónea del Mercado, que mantenga una equidistancia entre los agentes que actúan dentro de él, fue necesario crear una

Empresa que tuviera esa finalidad. Esta Empresa es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CMMESA) que tomó a su cargo la responsabilidad del Mercado a partir del 1º de agosto de 1992. Se ha definido que la misma funcione como entidad sin fines de lucro. Los principales objetivos de CMMESA son:

- (i) Efectuar la optimización de la producción a los efectos de minimizar los costos totales del Mercado.
- (ii) Maximizar la seguridad del sistema eléctrico y la calidad de los suministros.
- (iii) Planificar las necesidades de potencia y energía, optimizar su aplicación y tratar de prever los precios que regirán en el mercado.
- (iv) Realizar los cálculos de las transacciones económicas entre los Agentes Reconocidos del MEM y emitir los documentos de facturación. Efectuar las cobranzas y transferencias necesarias.
- (v) Supervisar el funcionamiento del Mercado a Término y efectuar el despacho técnico de los contratos.
- (vi) Garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM.

1.4 El sistema de transporte está integrado por la Empresa de Transporte en Alta Tensión y por las Empresas de Transporte por Distribución Troncal. Los usuarios del sistema, deben abonar por cada línea que usan un cargo fijo por capacidad de transporte

## **2 La visión actual de la regulación**

2.1 La situación macroeconómica del país y de la región, el incremento de los precios en las unidades de generación, la volatilidad hidrológica, junto a un sistema regulatorio que permitió un gran desarrollo del mercado spot, tuvieron como consecuencia una reducción del flujo de inversiones. La presencia de los intercambios con Brasil, un mercado más volátil debido a su alta componente de generación hidroeléctrica, y el consecuente agregado de volatilidad, transforma al mercado spot en un mercado no muy apropiado para garantizar inversiones de mercado. La existencia del fondo de estabilización<sup>5</sup> y la metodología de traspaso de tarifas a usuarios finales, hace que el mercado “a término” no pueda dar las respuestas requeridas en ésta situación<sup>6</sup>. A su vez, el sistema de transmisión ha tenido una expansión que para la mayoría del sector no responde a los requerimientos de desarrollo del mercado, ni a una calidad adecuada<sup>7</sup>.

2.2 Estos hechos hicieron que se propongan modificaciones sectoriales integrales, desde el gobierno y el sector privado. La primera efectuada por el gobierno fue a fines de 1998, luego existieron propuestas en 1999 y en el 2000 (usando la misma base de 1998), la última fue una reciente, donde el gobierno aprobó el Decreto N° 804, de fecha 19 de Junio del 2001, que fue posteriormente anulada por el Congreso. Las siguientes razones esgrimidas por el decreto para modificar la ley, son una buena descripción de

<sup>5</sup> Fondo que ayuda a regular las diferencias de precio entre el mercado estacional y el spot.

<sup>6</sup> OLADE, Mercados Energéticos – La Situación Energética de América Latina. Informe preparado para la Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 2003 (M545-P235/01), p. 137 y siguientes.

<sup>7</sup> Ídem, Ibídem.

la evaluación realizada por el gobierno, sobre la que se encuentra un consenso técnico en el sector:

- (a) Las regulaciones existentes actualmente, brindan señales económicas que deben modificarse, ampliando el campo de la desregulación del sector para lograr un incremento de la eficiencia y la seguridad de suministro.
- (b) Es necesario que se reduzca la intervención estatal en materia de formación de los precios del mercado mayorista.
- (c) Es preciso un proceso paulatino de desregulación hacia la libre elección del prestador del servicio eléctrico, para lograr un mejor control de la actividad actualmente a cargo de los distribuidores.
- (d) La regulación de las ampliaciones del sistema de transporte de energía eléctrica, no acompaña el ritmo de las inversiones que se ha verificado en el segmento de la generación y de la distribución de energía. En ese aspecto, es importante reconocer a aquellas que resulten necesarias para incrementar la confiabilidad.
- (e) La responsabilidad de la distribución, en cuanto a la seguridad de suministro en el largo plazo, debe ser clarificada posibilitando que los distribuidores deban tener la responsabilidad de abastecer toda la demanda existente en los usuarios finales, que no tienen la posibilidad de contratar directamente en el MEM. Para ello se considera conveniente que al distribuidor le sea permitido el pase a tarifa de los precios de los contratos, siempre que cumplan con las condiciones fijadas en la reglamentación.

2.3 Los intereses sectoriales y la falta de poder político para imponer transformaciones han sido determinantes para que no se haya logrado aún un consenso sobre los instrumentos aplicados para dar soluciones a los problemas existentes.

### **3 El Sector del Gas Natural**

3.1 Antes de la reforma, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) concentraba toda la disponibilidad de gas natural de Argentina, ya sea a través de su producción directa o la realizada por medio de contratistas. Por su parte, la empresa de Gas del Estado (G del E) tenía a su cargo el transporte, tratamiento y distribución de gas natural en todo el país. Hacia fines de la década del 80, alrededor del 10% de la oferta total de gas natural se originaba en la importación desde Bolivia a través del Gasoducto del Norte.

3.2 La situación económico-financiera de la empresa G del E se vio negativamente afectada desde mediados de los años 70. La política tarifaria impuesta, los contratos desventajosos con actores privados y los precios convenidos para la importación de gas desde Bolivia<sup>(8)</sup> fueron los determinantes de ese panorama. No obstante ello, previo a la privatización, G del E mostraba una situación financiera aceptable, un buen desempeño técnico-económico, habiendo alcanzado el 50% de la población el abastecimiento de gas natural. A fin de hacer más atractiva su venta, como paso previo a la transformación de la industria, se ajustaron (aumentando) las tarifas, esto generó

---

(8) Para un análisis detallado de estos hechos puede consultarse Kozulj, R. y Pistonesi H. (1990)

cambios significativos tanto en sus valores absolutos como en los niveles relativos por tipo de usuario<sup>9</sup>.

- 3.3 Con la sanción de la ley 24.076 se reestructuró el mercado de gas y se creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). La ley 24.076 estableció la separación vertical de las actividades y las dividió horizontalmente por zonas geográficas, estableciendo un nuevo marco regulatorio para los segmentos del transporte y la distribución.
- 3.4 La privatización de Gas del Estado se realizó en 1992, mediante licitación pública internacional. Las empresas resultantes de este proceso obtuvieron la concesión para proveer el servicio. La estructura del mercado quedó conformada por dos empresas transportadoras (Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur), a las cuales se les asignó los gasoductos existentes y nueve distribuidoras de baja presión que atienden el mercado minorista.
- 3.5 La ley 24.076, estableció el marco regulatorio para la explotación de la concesión de los monopolios naturales de transporte y distribución, tomando en consideración los siguientes aspectos:
  - (a) Separación de las actividades de transporte y comercialización, con objeto de evitar que el transportador distorsione la competencia en el segmento de comercialización. Los transportadores no pueden comprar ni vender gas natural, exceptuando las adquisiciones que pueden realizar para su propio consumo y del gas natural necesario para mantener en operación los sistemas de transporte, cuyo volumen es determinado por el ENARGAS.
  - (b) Los comercializadores compran y venden gas por cuenta de terceros, conectan el gran consumo con la producción y se espera que jueguen un papel clave para estimular la competencia, con menores precios en las actividades "aguas abajo". La capacidad de intermediación está garantizada por el derecho de acceso abierto a las redes y de *by pass* físico.
  - (c) Los transportadores y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado (*open access*) de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas que no esté contratada.
  - (d) Los consumidores con requerimientos mayores a 5000 m<sup>3</sup>/día, pueden prescindir del servicio de comercialización del distribuidor y adquirir gas natural directamente de los productores o comercializadores mayoristas y podrán construir, a su costo, sus propios ramales de gasoductos (*by pass* físico) para satisfacer sus necesidades de consumo.
  - (e) Las tarifas de transporte y distribución están reguladas por ENARGAS y corresponden a tarifas topes (*price cap*), sometidas a revisión quinquenal. Los mecanismos de ajuste, incluyen un factor para estimular la eficiencia de asignación y otro factor para fomentar la inversión en el servicio. Por otra parte, existen ajustes semestrales de la tarifa, de acuerdo a la evolución de índices económicos de los Estados Unidos de América.

---

<sup>9</sup> Dubrovski, Hilda. Argentina. En: de Paula, Ericson (coord.) et al. Energía para el Desarrollo de América del Sur, Sao Paulo: Editora de la Universidade Mackenzie, 2002.

- (f) La tarifa final a los usuarios consta de tres componentes, el precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, la tarifa de transporte y la de distribución. De esta forma, el usuario atendido por la distribuidora, absorbe el precio del gas negociado por esta última. Mientras que el usuario que negocia directamente, absorbe el precio acordado con el comercializador.
- 3.6 La extracción y producción de gas se rige por la ley de hidrocarburos, sus modificaciones y decretos. Los precios en boca de pozo fueron totalmente desregulados mediante el decreto 2731 (en 1994). Las exportaciones de gas natural deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, en la medida que no afecte el abastecimiento interno. En lo referente a los permisos de exportación de gas, en febrero del 2001, la Secretaría de Energía y Minería, dictó la Resolución No. 131, en la cual establece un procedimiento de aprobación automática de solicitudes para exportación de gas natural, en el supuesto que se verifiquen las condiciones técnicas especificadas en la misma. Además, la empresa deberá acreditar la solicitud de compra externa y la correspondiente certificación de reservas disponibles para la exportación, que cubra el volumen total a exportar durante el plazo del contrato.
- 3.7 Para algunos especialistas<sup>10</sup>, la estructura del mercado del gas en el período posterior a la reforma ha adoptado las siguientes características:
- (a) Marcada concentración en el ámbito de la oferta. Seis operadores controlan más del 80% de las reservas, la producción y las ventas. Inclusive, en el área de las ventas, la situación presenta una concentración aún mayor: Repsol-YPF posee casi el 60%. Esta concentración se acentúa si se considera la dimensión espacial por cuenca. (Ver Cuadro siguiente)

**Cuadro: Participación de los principales operadores en la oferta de Gas Natural**

Operador o Empresa	Reservas(1)	Producción(2)	Ventas(3)
REPSOL-YPF	27,3	35,5	59,1
Total Austral (4)	24,4	16,2	3,1
Perez Companc (5)	8,6	6,5	11,24
Pluspetrol (6)	2,8	9,6	3,1
Tecpetrol (7)	10,6	6,9	1,7
Pan American (8)	4,5	6,8	7,4
<b>TOTAL</b>	<b>88,2</b>	<b>81,5</b>	<b>85,6</b>

(1) Los datos de reservas corresponden al 31/12/1998.

(2) Los datos de producción corresponden a 1999.

(3) Los datos de ventas corresponden al año 1998.

(4) Ventas: Consorcio Total/Bridas(Pan American)/Deminex.

<sup>10</sup> Ver, por ejemplo, H. Dubrovski, Argentina. En De Paula, Ericson (coord.) et al., Energía para el Desarrollo de América del Sur. Sao Paulo: Universidad Mackenzie, 2002.

(5) Ventas: Con participación de Astra (REPSOL).

(6) Ventas: 1,4% con participación de Tecpetrol y Astra (REPSOL).

(7) Ventas: Con participación de Ampolex y Compañía General de Combustibles (CGC).

(8) Ventas: El porcentaje corresponde al agregado de Bidas (Pan American)/ Astra (REPSOL) y

Bidas (Pan American)/ Chauvco.

Fuente: H. Dubrovski, Op. Cit. con base en: Pistonesi Héctor. Desempeño de las Industrias de electricidad y Gas Natural después de las Reformas. El caso de Argentina. . IDEE/FB -ILPES/CAF, 2001

- (b) Reintegración vertical indirecta (a través) de grupos económicos presentes en varios consorcios adjudicatarios) de la propia industria del gas natural, avanzando hacia otras industrias energéticas y en particular el sector eléctrico.
- (c) Alto grado de monopolio del mercado mayorista. Lo cual se reflejó en la evolución creciente de los precios en boca de pozo, sobre todo de la Cuenca Neuquina y del Noroeste. Aunque cabe recordar que ENARGAS controla los precios de referencia para el *pass through* a los usuarios finales por parte de las distribuidoras. También se buscó incrementar los niveles de competencia con el establecimiento de un mercado spot (Decreto No.1020/95 del Poder Ejecutivo). Sin embargo, en relación a esto último, el desarrollo del mercado spot de gas natural ha sido pequeño.
- (d) Dificultades para aplicar medidas de calidad. La ley 24.076 no habla de la competencia por comparación como mecanismo regulatorio. La partición horizontal de los segmentos de transmisión y distribución, permiten al regulador la comparación en la eficiencia de las empresas, tomando en cuenta las singularidades de cada sistema. Sin embargo, el organismo regulador, a pesar de la posibilidad en el acceso a la información de las empresas, no ha realizado hasta el momento, comparaciones que permitan establecer índices de eficiencia (*benchmarking*).
- (e) Variaciones y modificación estructural de la tarifa a usuario final. La tarifa media residencial experimentó un incremento muy significativo (27% en términos reales entre marzo de 1991 y enero de 1999), mientras que las correspondientes a los grandes usuarios disminuyeron.
- (f) Caída de las Reservas en relación a los crecientes ritmos de Producción destinados al mercado interno (50% de la demanda energética de Argentina corresponde al gas natural) y a la intensa actividad de exportación (Chile, Brasil, y Uruguay) podría traer aparejado ciertos riesgos en cuanto a la elevación de los precios internos del combustible para el mercado interno argentino.
- (g) Necesidad de grandes inversiones para la exploración de reservas que frenan la entrada de nuevos oferentes. La actual oferta de gas tiene costos hundidos en las inversiones realizadas en el pasado, en exploración y desarrollo de campos de producción, lo que dificulta desarrollar nueva capacidad de oferta para competir.

- (h) Barreras legales para el ingreso a la actividad de producción, debido a la forma mediante la cual se adquiere el derecho de propiedad en esta industria. Es necesario obtener un permiso de exploración y posteriormente una concesión de explotación por parte de la Secretaría de Energía.

### SECCIÓN 3 BRASIL

(Actualizado a agosto de 2004)

#### 1 El Sector Eléctrico

- 1.1 En la década de los 80 el Sistema Eléctrico Brasileño pasó por una profunda crisis económico-financiera que perduró hasta mediados de los 90. El Estado, actor casi monopolístico del servicio público de electricidad en ese país, había agotado su capacidad de generar recursos necesarios para la expansión de los servicios y del sistema. La situación generada en los 80 ha obligado al gobierno a rever su papel en el sector eléctrico y a estimular la participación de capitales privados en la infraestructura del servicio público de electricidad.
- 1.2 En 1981, con el inicio de la escasez de energía eléctrica y ante la inminencia del racionamiento, se permitió la compra (no la venta, por parte de los privados), por parte de las concesionarias de distribución, de los excedentes de los autoprodutores. Esta fue una de las primeras medidas dirigidas a cubrir el déficit de oferta que ya se estaba presentando.
- 1.3 No obstante, los estudios demostraban que la crisis tenía visos de profundizarse. En efecto, las repercusiones de la crisis de la deuda externa latinoamericana, sumadas a los efectos de la deuda interna brasileña y un creciente déficit fiscal, produjeron en la década de los 80 tasas de inflación crecientes y la aplicación de políticas económicas de contención tarifaria, como forma de combate a la inflación<sup>11</sup>. Estas medidas produjeron la descapitalización del sector eléctrico brasileño. Los niveles tarifarios llegaron a representar, en 1992, cerca del 74% del valor estimado para garantizar la operación confiable del sistema y la expansión programada del mismo<sup>12</sup>.
- 1.4 Habiendo tomado conciencia de la necesidad de estimular la inversión de capitales privados en el sector se creó en 1987/1988 la Comisión de Revisión del Modelo Institucional del Sector Eléctrico sin resultados concretos. En realidad, la situación estaba definida ya desde inicios de los 80: las inversiones públicas no serían suficientes para cubrir las necesidades de inversión en el corto plazo. La solución estaba clara a fines de los 80: era necesario incrementar la participación privada en el sector. El problema era cómo cambiar la filosofía y las directivas de un sistema del tamaño del brasileño con alrededor 270 TWh de demanda anual de energía eléctrica.
- 1.5 El primer paso importante hacia el cambio en el modelo eléctrico brasileño fue la promulgación de la Ley 8631 del 4 de marzo de 1993, con la cual se abordaba uno de los principales problemas del sector: el tema de las tarifas históricamente deprimidas. En efecto, la mencionada Ley estableció, entre otras cosas, que tanto las concesionarias de distribución como las de oferta ("supridoras") definieran sus niveles

<sup>11</sup> Eletrobrás, *Grupo Coordinador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) – "Plano Decenal de Expansão 1995/2004"*- Diciembre de 1994, p. 12.

<sup>12</sup> Ídem, *Ibidem*, p. 12.

tarifarios en base a los costos del servicio, incluyendo los gastos de transporte, las cuotas anuales de pro-rateo de costos de combustibles, las compensaciones financieras por uso de recursos hídricos y las cuotas anuales de un fondo sectorial denominado Reserva Global de Reversión. Además, la mencionada ley obligó a que se firmen contratos de compra-venta de energía entre las concesionarias vendedoras y las distribuidoras. La Ley 8631 posibilitó el sinceramiento tarifario (saneamiento financiero) y allanó el camino para definir un modelo basado en la competitividad de la oferta.

- 1.6 Poco después, también en 1993, se promulgó el Decreto 915 que permitió la constitución de consorcios para la generación de electricidad. En el Decreto 915 se configuraron tres tipos de asociación:
  - (a) El consorcio de empresarios privados para generar energía para uso propio. Es exactamente la figura del autoprodutor, que ya existía en los sistemas aislados.
  - (b) El consorcio mixto, con asociación entre el capital privado y un concesionario del servicio público, conjugando así dos actividades: para el servicio público y para uso propio.
  - (c) La tercera figura contempla el consorcio público, en el cual las empresas públicas podían asociarse entre sí para generar electricidad con finalidad pública.
- 1.7 Con el Decreto 915/93 ya se había definido que el nuevo modelo sectorial incluiría el incentivo a la inversión privada en la generación. Dicho Decreto se complementó con el Decreto 1009 que definió el Sistema Nacional de Transmisión (SINTREL), viabilizando el libre acceso del inversionista privado en el sistema de transmisión. Sin duda este fue una medida crucial dirigida hacia la desverticalización del sector, involucrándose en este proceso a las empresas del grupo Eletrobrás.
- 1.8 Con todo, la Ley 8631/93 perseguía el equilibrio financiero y la eficiencia en el abastecimiento pero no había propuesto un nuevo modelo sectorial que resolviese las cuestiones estructurales. A inicios de 1995 alrededor de 23 obras de generación estaban paralizadas (con un total de 11.500 MW) y se habían otorgado 33 concesiones que no se habían iniciado.
- 1.9 En virtud del Plan Real, el crecimiento del consumo se elevó del 3 al 6-7% al año. De hecho, desde 1991 a 1994 la expansión de la generación se limitó a un promedio de 1080 MW/año, cuando las necesidades eran de 2.500 MW anuales; las inversiones estaban reducidas al 50% de las necesarias.
- 1.10 En 1995 resultaba perentoria una reforma estructural del sector eléctrico. Fue entonces cuando se tomaron las medidas decisivas y urgentes dirigidas a reformar la organización sectorial. Se promulgaron la Ley N° 8987 del 14/02/95 ("Régimen de Concesiones y Permisos para la prestación de Servicios Públicos") y la Ley complementaria N° 9074 del 19/05/95 ("Normas para el otorgamiento de Concesiones y Permisos de Servicios Públicos"): Con estos instrumentos legales fueron establecidos los elementos básicos para un nuevo modelo y se consolidó la apertura a la participación de los capitales privados.
- 1.11 El cuerpo legal conformado introdujo conceptos fundamentales y estableció reglas de acción necesarias para llevar adelante la reforma, en especial: (i) la generación, transmisión y distribución para el servicio público de electricidad se concesionan mediante licitación, en la modalidad de concurrencia; (ii) la creación de la figura del Productor Independiente de Energía, como empresa o consorcio de empresas que

reciben la concesión o la autorización para producir electricidad destinada al comercio de toda o parte de la energía producida por cuenta y riesgo del productor; (iii) el libre acceso a los sistemas de transmisión e distribución; (iv) la libertad para los grandes consumidores (con 3.000 kW o más de demanda) de elegir sus suministradores de energía; y (v) el establecimiento de medidas legales de prohibición de subsidios tarifarios. Además, en 1995, el Decreto N° 1717 del 24/11 estableció las condiciones y posibilitó la prorrogación y reagrupamiento de las concesiones de servicios públicos, así como aprobó los Planes de Conclusión de las obras paralizadas en 22 emprendimientos de generación eléctrica equivalentes a 10.100 MW de potencia.

- 1.12 En 1996, por medio del Decreto N° 2003 del 10/09 se estableció el "Reglamento las condiciones para la actuación de los Productores Independientes y de los Autoprodutores". Durante ese mismo año fue instituida la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, por Ley N° 9427 del 26/12, con la finalidad de regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.
- 1.13 En 1997 se establecieron nuevas disposiciones legales, siendo de destaque las siguientes: (i) a Ley N° 9433, del 08/01, que instituyó la Política Nacional de Recursos Hídricos y creó el Sistema Nacional de Gerenciamiento de Recursos Hídricos; (ii) el Decreto N° 2335, del 07/10, que puso en marcha la ANEEL y aprobó su Régimen de funcionamiento; (iii) la Resolución del DNAEE 466, del 12/11, que consolidó las Condiciones Generales de Suministro de Energía Eléctrica, armonizadas con el Código de Defensa del Consumidor (Ley N° 8078, del 11/09/90); (iv) la Resolución del Ministerio de Minas y Energía N° 349, del 28/11, que aprobó el Reglamento Interno de la ANEEL, estableció el Control de Gestión y extinguió el DNAEE; y (v) el Decreto N° 2410 del 28/11, que estableció el cálculo y recolección de la tasa anual de fiscalización de servicios públicos por todos los concesionarios, permisionarios y autorizados de los servicios de Energía Eléctrica.
- 1.14 Otras importantes decisiones se tomaron en 1998, con la publicación de la Medida Provisoria<sup>13</sup> N° 1531, del 05/03, que autoriza al Poder Ejecutivo a promover la reestructuración de la ELETROBRÁS y de sus subsidiarias. Esta Medida Provisoria se transformó posteriormente en la Ley N° 9648 del 27/05. En esta Ley se modificó la redacción de algunos artículos de las Leyes 9074 de 1995 y 9427 de 1996, además de abordar otros aspectos relativos al sector eléctrico.
- 1.15 En resumen, se pueden destacar las acciones simultáneas y coordinadas que fueron tomadas en cuatro frentes de trabajo durante la primera fase de las reformas (hasta fines de 2002) y que fueron el resultado de las medidas comentadas arriba<sup>14</sup>:
  - (a) Se ha creado un organismo regulador independiente y autónomo (la ANEEL) y se han elaborado reglamentos iniciales, esenciales para la privatización de la distribución y para la viabilización de proyectos y contratos dirigidos a expandir la generación.
  - (b) Se tomaron providencias para garantizar la expansión del sistema y de la oferta, lo cual ha implicado, entre otros resultados, la retomada de obras paralizadas, la cancelación de concesiones de proyectos no iniciados, la licitación de

<sup>13</sup> Instrumento legal que dicta el Poder Ejecutivo de Brasil en carácter de urgencia. Tiene la jerarquía de Ley, pero debe ser refrendada posteriormente por el Congreso del Brasil.

<sup>14</sup> Greiner, Peter – "Reestruturação e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro: Encaminhamento e Resultados" – MME – Secretaría de Energía – Brasília, abril de 1998 (separata).

hidroeléctricas, la autorización de termoeléctricas e interconexiones con países vecinos. Tales actividades merecieron alta prioridad para evitar un racionamiento, así como para garantizar el equilibrio de la oferta y de la demanda, con el objetivo de evitar que la liberalización del mercado se diera bajo presión de la demanda. En caso contrario, se hubiera tenido un impacto sobre los precios. Según Greiner, se realizaron las acciones teniendo en cuenta la protección al consumidor frente a choques tarifarios.

(c) Se llevó adelante el programa de privatización de la distribución, la cual fue iniciada de manera inmediata, en base a las siguientes razones:

(i) Aunque no se tuviera aún totalmente definido el Modelo de Mercado, en la distribución se podían establecer reglas claras para definir el alcance normativo del servicio público en el mismo contrato de concesión.

(ii) Era de esperarse que el Gobierno Federal, en su condición de principal generador a través del grupo ELETROBRÁS, se desprendiese más fácilmente de sus dos únicas distribuidoras importantes bajo su control: ESCELSA y LIGTH. Esta opción fue rápidamente seguida por prácticamente 80% de los gobiernos estaduales que decidieron privatizar sus concesionarias eléctricas.

(iii) El imperativo macroeconómico de ajuste y reforma del Estado exigía medidas rápidas. Con la venta de los activos de las distribuidoras se podía reducir la deuda pública.

(iv) Se había hecho imprescindible un impulso decisivo a las mudanzas.

(v) Por último, pero de gran importancia, es el hecho de que la privatización de la distribución elimina la posibilidad de exigencia de los potenciales inversores, interesados en los proyectos de expansión y en la privatización de la generación, de garantías del Gobierno Federal por el pago de los contratos de abastecimiento, frente al riesgo de las moras de pago de las concesionarias.

(d) El último aspecto, se refiere al proceso de profundización de un Modelo de Mercado. Dicho modelo fue desarrollado por medio de una interacción de un grupo de consultores, liderados por Coopers & Lybrand, con los equipos técnicos del sector eléctrico brasileño, que resultó en una propuesta con buena aceptación en el sector y entre los inversores.

1.16 Desde los inicios del periodo de privatización, era previsible una dificultad de expandir la oferta. El regulador fijó contratos por cinco años, con reducciones posteriores del 25% por año a partir del 2002; introduciendo lentamente los precios del mercado de competencia, con concesiones de operación y construcción de nuevas usinas otorgadas, pero no iniciadas. Es decir, casi toda la demanda hasta el año 2002, tiene precios que dependen principalmente de contratos cuyos precios son los fijados en los contratos iniciales. Por lo tanto, hasta ese año la influencia del mayor costo marginal de la nueva generación en el mercado casi no tuvo influencia en el costo de la energía a los usuarios.

1.17 La ley 9074/95, creó las condiciones para el comienzo de un mercado de competencia. Sin embargo, se introdujeron los factores de riesgos que se detallan a continuación y

que de alguna manera, colaboraron para alcanzar la situación por la cual atravesó el sistema brasileño a inicios de los 2000:

- (a) Larga transición del modelo estatal al privado.
- (b) Riesgos regulatorios y sistémicos. Sin duda, las características de un sistema con más del 90% de oferta hidráulica y condiciones plurianuales de comportamiento hídrico, que puede implicar pasar por siete años ricos, conllevan riesgos operativos mayores. Los generadores térmicos, en el caso de firmar contratos, estarán sujetos a riesgos de no ser despachados en periodos prolongados; como también podrán, ante fallas prolongadas de su equipamiento, estar obligados a comprar en un mercado spot de precios elevados, dependiente del costo de falla fijado. En el caso de los hidráulicos, a pesar que la regulación intentó minimizar los riesgos con elementos especiales, como el mecanismo de relocalizar la energía, quedaron en cabeza de los inversores dos riesgos importantes: la obtención de la licencia ambiental cada día más compleja y el uso del agua, no eléctrico, al crearse tardíamente la Agencia Nacional de Agua.
- (c) Falta de una adecuada sincronización del modelo de privatización del gas con el de energía eléctrica. Se observa el poder de mercado en el transporte del fluido; diferentes reglas de ajuste en los precios de gas y electricidad, en definitiva, un mercado del gas desajustado. La distribución de gas está en manos de monopolios estatales, a los cuales los generadores térmicos no pueden dejar de comprar, lo que introduce un nuevo agente en el negocio, con el cual se acuerdan las condiciones de suministro. Los problemas remanentes que se observan son: la imposibilidad de ajuste simultáneo del precio de la energía eléctrica y del gas; los contratos de gas, que por su extensión, no mantienen la flexibilidad necesaria para un mercado eléctrico que se proyecta competitivo, a precios todavía no descubiertos; la consecuente falta de garantía de venta de energía eléctrica generada.

1.18 Parecería que las dificultades en la etapa transitoria de desarrollo del mercado en Brasil, se debe a una serie de factores que podrían ser:

- (a) El excesivo tiempo tomado para realizar la transformación, lo que indica que no existía suficiente poder o convencimiento para la aplicación del nuevo modelo.
- (b) Un país con riesgo cambiario alto, donde no se definió con precisión la forma de mitigar ese riesgo a los inversores.
- (c) Elevado número de organismos que intervienen en los procesos de acceso de un nuevo agente, con tiempos excesivos de gestión.
- (d) El mecanismo de planificación indicativa, que sin embargo tiene importancia para facilitar muchos de los requerimientos administrativos y financieros de un nuevo proyecto, demostró tener más peso que el que su nombre presupone y, si a lo anterior se suma que el transporte, sobretodo entre regiones, tiene un planeamiento "mandatorio", se comprende el riesgo asociado de un inversor que depende del accionar de otras organizaciones, o quedar expuesto a las importantes diferencias de precios que existen hoy día entre sistemas en el largo plazo.

1.19 En resumen, un sistema eléctrico como se mencionó, tenía dificultades para diseñar una estructura regulatoria eficiente, que permitiera un desarrollo sostenido.

- 1.20 El nuevo modelo del sector eléctrico, adoptado por Medida Provisoria (MP) de diciembre de 2003, aumenta el poder del Ministerio de Minas y Energía del Brasil como rector político del sector y limita las atribuciones de las agencias reguladoras. Las medidas previstas por la MP de 2003 se aplicarán para todos los contratos hechos o aprobados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) a partir del 30 de abril de 2004, pero los contratos en vigor no podrán ser prorrogados y la renovación será de acuerdo con las nuevas reglas. El plazo para que las empresas se encuadren es de 12 meses a partir de la publicación de la MP. A mediados del año 2004 el Ejecutivo deberá publicar la Normativa Consolidada de los Servicios y Actividades de Energía Eléctrica. El nuevo modelo crea la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), que será responsable por la comercialización de la energía vendida de las generadoras a las distribuidoras, por medio de licitaciones por el menor precio. La CCEE entrará en operación en 90 días después de la publicación de la MP y será una empresa sin fines de lucro, integrada por los agentes del sector eléctrico (distribuidoras, transmisoras y generadoras) y fiscalizada por la Aneel. La agencia reguladora también podrá crear contribuciones o tasas para costear las operaciones de la cámara.
- 1.21 Las grandes distribuidoras están ahora obligadas a contratar el 100% de la energía para su mercado cautivo por medio de la CCEE. Las llamadas fuentes alternativas de generación, como energía eólica y biomasa, sin embargo, podrán ser comercializadas fuera de las licitaciones de la CCEE, ya que tienen costos más elevados. Asimismo, la MP prohíbe a las distribuidoras contratar energía de generadoras del propio grupo económico. Para garantizar la seguridad en el abastecimiento y prevenir crisis energéticas, la Comercializadora Brasileña de Energía Emergencial, CBEE, que hoy administra los fondos del “seguro-apagón” podrá contratar por medio de licitaciones la reserva de capacidad de generación. El costo de la contratación de esa reserva de capacidad será computado en el cálculo de las tarifas de los sistemas de transmisión y de distribución de energía y será repasada al consumidor.
- 1.22 Las concesiones de nuevas hidroeléctricas también serán hechas por la menor propuesta de tarifa a ser practicada y quedarán a cargo de la Aneel, pero siguiendo directivas del Ministerio de Minas y Energía. El mercado libre será permitido en el nuevo modelo, pero sólo entre grandes consumidores de energía, que no están obligados a comprar energía de las distribuidoras, y a las pequeñas concesionarias de mercados abajo de 300 Megawatts-hora (MWh) por año o de los llamados sistemas aislados, en la región amazónica. En el nuevo modelo existe una preocupación por la ruptura en la cadena de pagos del sistema. En efecto, las empresas en atraso en el traspaso al gobierno de contribuciones sectoriales determinadas por ley u otros pagos no podrán realizar reajustes en las tarifas de energía. El mismo tratamiento recibirán las empresas que se atrasen en el retiro de la energía comprada de la CCEE o de ITAIPU Binacional, que continuará vendiendo energía directamente a las distribuidoras.
- 1.23 La MP de 2003 ha creado dos nuevos agentes institucionales y establece la constitución de un nuevo comité en el ámbito del MME: Los agentes institucionales del sector, existentes y nuevos, pasan a operar con las funciones explicadas en los párrafos siguientes.
- (a) Consejo Nacional de Política Energética – CNPE, cuyas funciones pasan a ser:
- (i) Proposición de política energética nacional al Presidente de la República, en articulación con las demás políticas públicas.

- (ii) Proposición de la licitación individual de proyectos especiales del Sector Eléctrico, recomendados por el MME.
  - (iii) Proposición del criterio de garantía estructural de suministro.
- (b) Ministerio de Minas y Energía – MME, cuyas atribuciones pasan a ser:
- (i) Formulación e implementación de políticas para el Sector Energético, de acuerdo con las directrices del CNPE.
  - (ii) Ejercicio de la función de planificación sectorial.
  - (iii) Ejercicio del Poder Concedente.
  - (iv) Seguimiento de la seguridad de suministro del Sector Eléctrico.
  - (v) Definición de acciones preventivas para restauración de la seguridad de suministro en el caso de desequilibrios coyunturales entre oferta y demanda, tales como gestión de la demanda o contratación de reserva coyuntural de energía del sistema enlazado.
- (c) Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, cuyas funciones pasan a ser:
- (i) Mediación, regulación y fiscalización del funcionamiento del Sistema Eléctrico.
  - (ii) Realización de subastas de concesión de obras de generación y transmisión por delegación del MME.
  - (iii) Licitación para adquisición de energía para los distribuidores.
- (d) Empresa de Investigación Energética – EPE: La MP propone crear una institución técnica especializada – la EPE – con el objetivo de, principalmente, desarrollar los estudios necesarios para que el MME pueda ejercer plenamente su función de ejecutor de la planificación energética, con las siguientes responsabilidades:
- (i) Responsabilidad por los estudios para definición de la Matriz Energética con indicación de las estrategias y de las metas a ser alcanzadas, dentro de una perspectiva a largo plazo.
  - (ii) Responsabilidad por los estudios de planificación integrada de los recursos energéticos.
  - (iii) Responsabilidad por los estudios de la planificación de la expansión del Sector Eléctrico (generación y transmisión).
  - (iv) Promoción de estudios de potencial energético, incluyendo inventario de cuencas hidrográficas.
  - (v) Promoción de estudios de viabilidad técnico-económica y socioambiental de usinas y obtención de la Licencia Previa para aprovechamientos hidroeléctricos.

- (e) Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE: La MP también propone crear una institución especializada – la CCEE -, que sucederá al MAE, absorbiendo sus funciones actuales e incorporando todas las estructuras organizacionales y operacionales de este. La CCEE tiene los siguientes objetivos:
- (i) Administrar la contratación de compra y venta de energía de los concesionarios del servicio público de distribución
  - (ii) Realizar subastas para compra de energía para los distribuidores, previamente autorizados por la Aneel;
  - (iii) Ejercer las actuales funciones del MAE de contabilidad y liquidación en los dos ambientes de contratación, el ACR y el ACL<sup>15</sup>.
- (f) Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico – CMSE: Se propone instituir, en el ámbito del MME, el CMSE, de carácter permanente, con la función de analizar la continuidad y la calidad de suministro en un horizonte de cinco años y proponer medidas preventivas de mínimo coste para restaurar las condiciones adecuadas de atención, incluyendo acciones en el lado de la demanda, de la contratación de reserva coyuntural y otras.
- (g) Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS: La MP propone modificar la Ley nº 9.648/98, de manera a permitir la reglamentación del ONS por el Poder Concedente, en los siguientes términos: En el modelo anterior el ONS proponía a la ANEEL las ampliaciones de las instalaciones de la red básica, así como de los refuerzos de los sistemas existentes, a ser licitados o autorizados. La MP establece que el ONS realice ese procedimiento primeramente con el MME. Esta propuesta será entonces enviada a la EPE a fin de ser considerada en los estudios para la planificación de la expansión del Sistema. Después del proceso de contestación pública, la EPE enviará los estudios al MME, en función al establecimiento de los planes de expansión y a la conducción administrativa a la ANEEL para licitación. Además de eso, todas las reglas para operación de la red básica deberán ser sometidas a la aprobación de la ANEEL.

## **2 El Sector Gas Natural en Brasil**

- 2.1 Después de varias décadas de ejercicio en un monopolio estatal por medio de la empresa pública Petrobras, el sector de petróleo y gas natural brasileño, se encuentra en un proceso de reforma institucional desde 1990. La enmienda Constitucional No.9/95, establece la flexibilización del monopolio del petróleo ejercido por la empresa pública. Con la enmienda a la Constitución, el monopolio de la Unión no terminó en lo que se refiere a las actividades siguientes:
- (a) Investigación.
  - (b) Refinación del petróleo nacional e importado.
  - (c) Importación y exportación del petróleo y gas natural.
  - (d) Transporte de petróleo y sus derivados.

<sup>15</sup> ACR: ambiente de contratación regulada (precios de suministro resultantes de subastas). ACL: ambiente de contratación libre (precios de suministro libremente negociados).

- 2.2 Una primera etapa de la reforma del sector hidrocarburos (Petróleo y Gas Natural), concluyó en 1997, después de la publicación de la Ley reglamentaria No.9.478/97, que permitió la participación de la empresa privada en el sector y estableció la constitución de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP). La finalidad de la ANP es la de promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integrantes de las industrias del petróleo y el gas natural, en los sectores del *down*, *mid* y *upstream*.
- 2.3 La industria del gas natural, está pasando por profundas transformaciones. Después de definido el nuevo modelo del sector eléctrico, seguramente pasará a ser el foco de atención de las políticas públicas, como principal alternativa de diversificación de la matriz energética y del lado empresarial, como sector con enorme potencial de crecimiento y nuevas oportunidades de negocios. La Ley No.9.478/97, en su artículo 21, define que todos los derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en territorio nacional, pertenecen a la Unión y delega a la ANP su administración. La misma ley establece que las actividades de exploración, desarrollo y producción, serán ejercidas mediante contratos de concesión. Existe la posibilidad de transferir los contratos de concesión, previa autorización de la ANP. Sin embargo, debe recordarse que la MP de diciembre de 2003 reestableció el poder concedente al MME, en el sector eléctrico. La reglamentación específica para cada etapa de la cadena de la actividad del gas natural, fue perfeccionándose, a lo largo de los años 1998-2001, mediante la publicación de una serie de reglamentos que deberán ser cumplidos por los concesionarios.
- 2.4 La Agencia Nacional del Petróleo (ANP): La ANP es una entidad autárquica, integrante de la administración pública federal y vinculada al Ministerio de Energía y Minas. Desde 1999, en forma paralela a la elaboración de diversos reglamentos, la ANP ha organizado su estructura interna. Para el sector gas natural, creó la Superintendencia de Comercialización y Movimiento de Gas Natural (SCG), con el fin de monitorear al sector gasífero, en actividades relativas a la aplicación de los reglamentos existentes y al seguimiento de nuevos proyectos de desarrollo en la industria. Tiene las siguientes atribuciones:
- (a) Conceder áreas para la exploración y explotación de petróleo y gas natural *Onshore* y *offshore*.
  - (b) Proceder con los procesos de nominación de áreas.
  - (c) Regular el *downstream* en lo referente a:
    - (i) La importación y exportación de gas natural y petróleo.
    - (ii) La importación de GLP, *Fuel Oil* y *Jet Fuel*.
    - (iii) El sector de refinación.
    - (iv) El acceso de terceras partes a los gasoductos.
    - (v) Mejorar el proceso de distribución, comercialización e inspección de productos derivados.
    - (vi) Reglamentar la actividad del Gas Natural, en lo que se refiere a:
    - (vii) Establecer las especificaciones del gas natural y del gas metano vehicular.

- (viii) Autorización de la importación de gas natural.
- (ix) La utilización por terceras partes de gasoductos existentes o que serán construidos, por medio de pago (permisibles) a los titulares de los gasoductos.
- (x) Las normas y autorizaciones de la ANP para la construcción, ampliación y operación de infraestructura de procesamiento, transferencia o transporte de gas natural, incluido el GNL (gas natural líquido).
- (xi) El precio de venta máximo de gas natural para las compañías de distribución.
- (xii) La referencia de la tarifa de transporte para el gas natural.
- (xiii) La actividad de distribución de GNL en lo que se refiere a la construcción, ampliación y operación de plantas de GNL.
- (xiv) La actividad de distribución de gas natural comprimido.

2.5 Fortalezas y debilidades de la regulación: Si bien se ha avanzado en la separación de las actividades del transporte y la producción de gas, con los métodos establecidos para los cálculos de los precios máximos de gas y las tarifas máximas de transporte, todavía la regulación actual no representa la separación definitiva que esperan los empresarios privados. La permanencia de una parte significativa del sector como monopolio del Estado (98%), dificulta la capacidad del regulador y desincentiva la concurrencia de actores independientes a las actividades que componen la cadena gasífera. Dista mucho para conseguir en Brasil la generación de mecanismos de competencia, por la posición dominante que tiene la empresa del Estado y por la lentitud del crecimiento del mercado. La creación de un sistema de información completo, sería un paso importante, para una mejor visualización de la estructura de costos relativos a diversas actividades del gas natural. La estructura contractual existente crea dificultades para separar realmente la comercialización y el transporte. Los contratos de abastecimiento de gas de producción nacional no prevén separación alguna del transporte, consideran la entrega del gas a las distribuidoras como un paquete cerrado y no discriminan el origen y destino de los volúmenes transportados.

## SECCIÓN 4 URUGUAY

*(Actualizado a agosto de 2004)*

### 1 El Sector Eléctrico

1.1 Tras un prolongado tratamiento del proyecto presentado por el Poder Ejecutivo (julio de 1995) fue aprobada la Ley 16.832 del Marco Regulatorio Eléctrico en setiembre de 1997. El nuevo marco regulatorio tiene como objetivo general dar lugar en el sistema eléctrico uruguayo a un mercado competitivo en la etapa de generación de energía eléctrica, manteniendo sin cambios las condiciones de monopolio natural en las etapas de transmisión y distribución. El marco normativo uruguayo es compatible con los que rigen actualmente en la región (Argentina y Brasil) y habilita al sistema uruguayo a un comercio externo flexible, en base al concepto de libertad de contratación entre generadores y distribuidores o grandes usuarios de distintos países.

- 1.2 Las principales modificaciones que incorpora la ley 16.832 se relacionan con cinco aspectos básicos:
- (a) El carácter de servicio público y la apertura del negocio de generación de energía eléctrica.
  - (b) La creación de un mercado mayorista de energía eléctrica.
  - (c) La flexibilización del comercio con la región.
  - (d) La habilitación a Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para llevar a cabo asociaciones con empresas públicas o privadas dentro del país.
  - (e) La separación de los papeles regulador y empresarial del Estado.
- 1.3 La Ley 16.832 declara extinto el carácter de servicio público de la etapa de generación, carácter aquel que regía desde el año 1977, cuando fue promulgada la Ley Nacional de Electricidad. A partir de ello, el negocio de generación de energía eléctrica pasa a ser libre, pudiendo ingresar al mismo cualquier operador (a través de nuevas instalaciones), previa aprobación del Poder Ejecutivo (basada en normativas de seguridad y ambientales). A su vez, cualquier generador instalado en el país puede operar en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), toda vez que respete las reglas de intercambio definidas por la autoridad regulatoria.
- 1.4 El mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE): el nuevo marco determina la creación de un mercado en el que participan generadores, distribuidores y grandes consumidores. Para el efecto se concretaron dos reformas esenciales:
- (a) La habilitación de la libre contratación de generadores por parte de distribuidores y grandes consumidores.
  - (b) El establecimiento del libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución, en la medida que éstas dispongan de capacidad, y previo pago de un peaje.
- 1.5 La administración del mercado mayorista es ejercida por una persona pública no estatal creada por la ley: la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), cuya dirección está a cargo de todos los agentes del mercado (Poder Ejecutivo, UTE, Delegación Uruguay en Salto Grande, generadores privados). Su actividad se financia a través de una tasa que se aplica a todas las transacciones que se ejecutan a través del SIN (Sistema Interconectado Nacional). La ADME opera el Despacho Nacional de Cargas<sup>16</sup>, función que deja de ser ejecutada por UTE, de acuerdo a normas establecidas por el Poder Ejecutivo.
- 1.6 La legislación establece que el mercado mayorista de energía eléctrica incluye:
- (a) Un mercado spot.
  - (b) Un mercado de contratos a término.

---

<sup>16</sup> Unidad encargada del despacho técnico de los generadores conectados al SIN.

- (c) Un sistema de estabilización de los precios previstos en el mercado spot, destinado a la compra de energía por parte de los distribuidores.
- 1.7 El precio spot con que se valorizan estas transferencias, corresponde al costo marginal en corto plazo junto al respectivo nodo, afectado por las correcciones que podrá establecer el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Dicho Reglamento establece pagos por potencia que complementen la remuneración de los generadores.
  - 1.8 Los contratos en el mercado a término se celebran entre las partes acordando éstas las cantidades, precios y demás condiciones asociadas al suministro. El Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica puede establecer requisitos mínimos de contratación para distribuidores.
  - 1.9 La legislación prevé que los distribuidores adquirirán la energía no incluida en contratos, mediante un sistema de precios estabilizados. A los efectos de posibilitar el funcionamiento del sistema de estabilización, se constituye un fondo de estabilización que será administrado por la ADME.
  - 1.10 La normativa prevé que en la constitución del Mercado Mayorista están sujetos a regulación:
    - (a) Las remuneraciones de energía y potencia que resulten de la operación a mínimo costo.
    - (b) Los precios de compra de la energía no contratada por parte del distribuidor en el sistema estabilizado.
    - (c) La remuneración máxima por el uso de las redes de transmisión, distribución y subestaciones reductoras.
    - (d) Los precios de los servicios adicionales que se definan en los reglamentos.
  - 1.11 La legislación prevé que las solicitudes de autorización de operaciones de importación y exportación de energía eléctrica, serán presentadas al Ministerio de Industria, Energía y Minería por los interesados.
  - 1.12 La Ley habilita a que, a condición de reciprocidad, el Poder Ejecutivo establezca la reglamentación aplicable a contratos internacionales entre agentes de los mercados involucrados, incluyendo el derecho a la utilización de las instalaciones de transmisión y distribución.
  - 1.13 La ley 16.832 permite a UTE asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, para generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica dentro del país. Esta posibilidad estaba antes restringida a actividades en el exterior del país. Más allá del espíritu general de la ley, que asigna a UTE objetivos netamente empresariales y distingue la figura del Poder Ejecutivo como autoridad regulatoria, la ley crea la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), que depende directamente del Poder Ejecutivo. La UREE constituye el “centro” de la actividad regulatoria del Estado, función que cumple como “tercera parte”, frente a los agentes públicos y privados del mercado. Sus funciones son:
    - (a) Controlar el cumplimiento de la ley y su reglamentación.

- (b) Dictar los reglamentos en materia de seguridad y calidad del servicio eléctrico.
  - (c) Dictar las normas de explotación comercial de los servicios.
  - (d) Asesorar al Poder Ejecutivo (la autoridad regulatoria) en materia de otorgamiento de concesiones y autorizaciones, seguimiento de contratos y fijación de tarifas.
- 1.14 Lo que se ha mencionado en los párrafos anteriores no lleva en cuenta en realidad que Uruguay no posee en el presente un sector eléctrico con estructura de mercado, por lo que es una tarea pendiente constituir y poner en marcha las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la legislación. En la actualidad, el servicio eléctrico se atiende a través de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), organizada como una empresa estatal con responsabilidad monopolista en todas los segmentos del negocio eléctrico, inclusive el Despacho Nacional de Cargas (DNC). Existe también la empresa binacional Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), destinada a la explotación de la Central Hidroeléctrica del mismo.
- 1.15 No obstante, esas regulaciones y aunque la Ley Marco establece y tipifica la figura de Gran Consumidor, la posición dominante de UTE no ha alentado hasta el presente, que ningún consumidor potencialmente libre solicite y obtenga dicho carácter. De todos modos, a la fecha y con un proceso que está terminando a fin del presente año, la UREE está desarrollando la regulación del MMEE. En el presente, no existe participación privada en el sector eléctrico uruguayo. Se aprecia que la política energética seguida por UTE a la fecha ha confiado más en la optimización de las centrales existentes y a la importación desde el mercado excedente de Argentina, que en la instalación de nueva generación térmica en el Uruguay. Se estima que esa política continuará, por lo menos hasta que se concrete el gasoducto ya autorizado y contratado desde Punta Lara (Argentina) hasta Montevideo. El Poder Ejecutivo, previo informe de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, resolverá fundadamente acerca de la solicitud de autorización y de sus planos de servidumbres, en un plazo máximo de ciento veinte días, a contar desde la fecha en que se efectuó la solicitud y decidiendo a favor de la solicitud que presente condiciones más ventajosas.
- 1.16 El Tratado de Salto Grande, suscrito en 1946, establece los principios para la construcción y explotación del aprovechamiento hidroeléctrico binacional del Río Uruguay, a la altura de Salto y el sistema de transmisión construido al efecto, sistema que constituye, en el presente, el vínculo eléctrico internacional más fuerte del Uruguay. En cuanto a las transacciones de energía entre países, el Convenio considera que cada Parte:
- (a) Pondrá a disposición de la otra, la capacidad disponible en su sistema eléctrico, a efectos de contratar intercambios de potencia y energía u otras prestaciones, con la sola limitación de la continuidad, la seguridad y la calidad de servicio del sistema que la envía.
  - (b) Decidirá como único juez, en cuanto a las condiciones bajo las cuales es económico el intercambio.

## **2 El Sector del Gas Natural**

- 2.1 La reestructuración del sector comenzó a fines de 1997, con la emisión de los Decretos Ley Nos. 324/97 y 428/97, que reglamentan la importación, el transporte y la

distribución de gas natural por gasoducto o líneas fijas. Las estructuras institucionales y sus funciones:

(a) Ministerio de Industria, Minería y Energía (MIEM), a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE). Tiene como funciones las actividades de planificación energética en el largo plazo, desarrollo de las políticas energéticas y supervisión de las empresas públicas que operan en los subsectores electricidad e hidrocarburos y de la empresa que distribuye gas por la red de distribución en Montevideo. Entre las funciones del MIEM están:

- (i) Introducir competencia y regular un mercado imperfecto.
- (ii) Proteger a los consumidores.
- (iii) Interpretar y ejecutar las normas del marco regulatorio.
- (iv) Resolver en forma primaria las disputas que se planteen entre los diferentes actores del mercado del gas natural.
- (v) Intervenir de oficio o a requerimiento en asuntos relacionados con las concesiones y permisos otorgados.
- (vi) Dictar normas de carácter reglamentario, destacándose especialmente los reglamentos de servicio, las pautas para el despacho de gas y las normas sobre contabilidad de transportistas y distribuidores;
- (vii) Inspeccionar y revisar las instalaciones de transporte y distribución.
- (viii) Determinar las especificaciones de los productos que se comercialicen.
- (ix) Aplicar sanciones de acuerdo a lo que se establezca en las concesiones y permisos correspondientes.

(b) La Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), cuyo cometido es asesorar al Poder Ejecutivo respecto al presupuesto del Estado, y en particular a las empresas públicas (tarifas, precios, presupuesto operativo e inversiones) que operan en el sector de electricidad e hidrocarburos. En la actual estructura de regulación, todas las empresas públicas del sector electricidad y derivados del petróleo, deben someter cualquier propuesta de cambio en sus presupuestos operativos y/o tarifas y políticas de precios ante el Gobierno. Este último, asistido por la OPP, revisa y aprueba los cambios en forma de Decreto firmado por el Presidente de la República y el MIEM.

2.2 La Ley establece que la actividad del transporte se realiza en virtud de una concesión o derecho público, o un permiso cuya duración no excederá los treinta años. Los transportistas prestan el servicio en dos modalidades: servicio firme y no interrumpido, ambos instrumentados con los cargadores mediante contratos, y a precios que son fijados en forma directa o indirecta en la concesión o el permiso correspondiente.

2.3 El Decreto No. 78/99 aprobó las condiciones generales y especiales aplicables a los tipos de servicios firmes y no interrumpidos, sin perjuicio del derecho de las partes a pactar términos diferentes, los cuales serán sometidos a la aprobación de la Autoridad Nacional Reguladora ejercida por el MIEM.

- 2.4 El servicio de transporte tanto firme como no interrumpido, mantiene el principio de acceso abierto.
- 2.5 En el artículo 17 del decreto No. 324/97, prohíbe a los concesionarios de servicios de transporte de gas vender ese producto, excepto a los efectos de cumplir con las operaciones de transporte, pudiendo únicamente participar en sociedades que compran y venden gas natural, previa conformidad de la Autoridad Nacional Reguladora.
- 2.6 Son obligaciones de los distribuidores:
- (a) Operar y mantener las instalaciones y equipos de distribución, de forma que no constituyan peligro para la seguridad pública, estando prohibido expresamente, abandonar las mismas en forma total o parcial salvo con el consentimiento de la Autoridad Nacional Reguladora.
  - (b) Explotar el sistema de distribución garantizando el libre acceso.
  - (c) Satisfacer la demanda razonable de servicios de abastecimiento de gas que le sea solicitado.
  - (d) Prestar el servicio a los consumidores en forma regular y continua
- 2.7 El servicio de distribución es prestado bajo la modalidad de firme y de no interrupción. Las concesiones para este servicio se les hace por un plazo no mayor a treinta años.
- 2.8 Existe libertad de importación de gas natural, cumpliendo ciertos requisitos de tipo administrativo y legal.

## **CAPÍTULO 4 ESTUDIO DE LA LEGISLACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN PARAGUAY**

*(Actualizado a diciembre de 2005)*

### **SECCIÓN 1 EL SECTOR ELÉCTRICO**

#### **1 Previo**

- 1.1 La primera cuestión que debe destacarse es que Paraguay carece de una regulación sistemática del sector eléctrico. La legislación en Paraguay regula únicamente el régimen jurídico de algunos de los agentes del sector: el Poder Ejecutivo, ANDE y las entidades binacionales La ITAIPU y YACYRETÁ (en estos dos últimos casos vía tratado internacional).
- 1.2 En principio, la implementación de una política energética a medio plazo en los países con economía de mercado, exige la existencia de una regulación sistemática del sector que proporcione seguridad jurídica a los agentes. En el caso de Paraguay, dicha regulación debería tener en consideración los compromisos alcanzados en el marco del MERCOSUR, a los que hemos hecho referencia en el Capítulo precedente.
- 1.3 En todo caso, cualquier legislación que se apruebe, si se quiere que sea un instrumento eficaz de política energética, deberá cumplir el requisito de tener un amplio consenso en el país. El sector de la energía requiere inversiones importantes, que sólo son rentables a medio y largo plazo, y por tanto, los posibles inversiones precisan de un marco regulatorio estable. Es lo que se denomina el riesgo regulatorio.

#### **2 La estructura del sector eléctrico**

- 2.1 Los agentes que intervienen en el sector eléctrico en Paraguay son: el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones y dentro del mismo, el Vice-Ministerio de Minas y Energía, que desarrollan la función del ejecutivo; la ANDE que desarrolla las funciones de regulador, transportista, gestor técnico del sistema y distribuidor y comercializador; las entidades binacionales La ITAIPU y YACYRETÁ, que desarrollan la función de productores; algunos pequeños productores y distribuidores bajo la tutela de la ANDE; y por fin, no existe un operador del mercado, ya que no existe un mercado.

#### **3 El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones**

- 3.1 La regulación básica se contiene en las siguientes disposiciones normativas: (i) la Ley 167/93, que aprueba con modificaciones el Decreto-Ley nº5 de fecha 27 de marzo de 1991 "Que establece la estructura orgánica del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones"; (ii) la Ley 966 que crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como ente autárquico y establece su carta orgánica, de 12 de agosto de 1964; (iii) el Tratado entre la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná, pertenecientes en condominio a los dos países, desde e inclusive el Salto de Guaira o Salto Grande de Sete Quedas hasta la boca del río Yguazu, de 26 de abril de 1973; (iv) Tratado Binacional de YACYRETÁ de 3 de diciembre de 1973; y (v) la Ley 2199/03, que dispone la reorganización de los órganos colegiados encargados de la dirección de empresas y entidades del Estado paraguayo, de 8 de septiembre de 2003.

- 3.2 El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones tiene las competencias en materia de energía, así como en materia de obras públicas, transporte, comunicaciones, minas, turismo y parques nacionales, y monumentos nacionales (artículo 2 de la Ley 167/93). Se trata de un ámbito de competencias muy amplio, complejo y de naturaleza diversa.
- 3.3 El Ministro, tiene en particular, las siguientes funciones: (i) orientar y dirigir las actividades del Ministerio; (ii) coordinar, supervisar y controlar las actividades del Ministerio; (iii) refrendar los actos del Presidente de la República que sean de su competencia y cuidar de su ejecución; (iv) coordinar con los Entes Descentralizados la ejecución de sus planes y programas realizados de conformidad a sus respectivas Cartas Orgánicas; (v) llevar a conocimiento y resolución del Presidente de la República, los asuntos y solicitudes que requieren su intervención; (vi) proponer y presentar los planes y memorias de la Cartera en el tiempo previsto a las autoridades pertinentes; (vii) asegurar la preparación y presentación, conforme a la Ley y otras disposiciones gubernamentales, del anteproyecto de Presupuesto del Ministerio; (viii) ejecutar el presupuesto de acuerdo a las necesidades de la Cartera, conforme a las Leyes pertinentes de rendición de cuentas; (ix) representar administrativamente al Ministerio: ordenar gastos; firmar contratos relacionados con asuntos propios de la Cartera; solicitar modificaciones de su presupuesto; legalizar la firma de los funcionarios dependientes o vinculados al Ministerio; autorizar y legalizar nombramientos y remociones del personal; contratar para el Ministerio empresas para servicios de obras y servicios profesionales y técnicos por tiempo y propósitos determinados; administrar los servicios, bienes e ingresos especiales del Ministerio; y autorizar los asuntos legales-judiciales que deben cumplirse en las dependencias del Ministerio; y, (x) resolver en última instancia, cualquier caso que sea de interés al buen funcionamiento de la Institución y en cumplimiento con los objetivos de desarrollo del país, correspondientes a las actividades de la Cartera Ministerial (artículo 4 de la Ley 167/93).
- 3.4 En particular, el Poder Ejecutivo, esto es, el Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones, tiene el control directo sobre la ANDE, La ITAIPU y Yacireta, sin la intervención del Vice-Ministerio de Minas y Energía.
- (a) El Poder Ejecutivo es el encargado de designar al Presidente de la ANDE (artículo 16 de la Ley 2199/03). En particular, el Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones tiene la competencia de coordinar con los Entes Descentralizados, entre ellos la ANDE, la ejecución de sus planes y programas realizados de conformidad a sus respectivas Cartas Orgánicas (artículos 4 y 8 de la Ley 167/93).
- (b) Asimismo, el Poder Ejecutivo designa a los cuatro representantes de Paraguay en el Consejo de Administración de las entidades binacionales la ITAIPU y YACYRETÁ (artículo [ ] del Estatuto de la entidad binacional La ITAIPU y artículo 6 del Estatuto de la Entidad Binacional YACYRETÁ) y a uno de los dos Directores de dichas entidades (artículo del Estatuto de la ITAIPU y artículo 10 del Estatuto de la Entidad Binacional YACYRETÁ), que por otro lado, pueden ser reemplazados en cualquier momento por el gobierno.
- (c) Por fin, las personas designadas por el Poder Ejecutivo ante organismos gubernamentales; entidades privadas, binacionales o mixtas, de vida transitoria o permanente, lo que incluye la ANDE, la ITAIPU y YACYRETÁ, cumplirán las funciones que le encomiendan las Leyes, Decretos o Reglamentos relativos a su creación. Solicitarán y recibirán las directivas e instrucciones del Ministro para el

mejor cumplimiento de su mandato, debiendo elevar al mismo, un informe periódico y detallado de su actuación (artículo 44 de la Ley 167/93).

- 3.5 Dicha concentración de competencias en el Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones, en lugar de ser una ventaja, en la práctica pudiera producir ciertas disfunciones. Como hemos señalado en un párrafo precedente, el Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones concentra en su persona competencias en materias muy diversas y que precisan además de mucha atención, lo que en definitiva puede redundar en una cierta dificultad de prestar a cada una de ellas la atención debida. Asimismo, la falta de integración funcional entre la ANDE, la ITAIPU y Yacireta, que están integradas únicamente en cuanto a su dependencia jerárquica, pero que no funcional, puede producir la falta de coordinación de los agentes del sector eléctrico de Paraguay. Aparentemente, dicha coordinación, en la actualidad, se realiza de manera informal, como consecuencia de la propia inquietud de los funcionarios con responsabilidades en el sector.

#### **4 El Vice-Ministerio de Minas y Energía**

- 4.1 Dentro del Ministerio, dependiente del Ministro, está el Vice-Ministro de Minas y Energía y su Gabinete (artículo 8 de la Ley 167/93). El Gabinete del Vice-Ministro de Minas y Energía tendrá a su cargo: (i) establecer y orientar la política referente al uso y el manejo de los recursos minerales y energéticos; (ii) estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles en el país; y, (iii) fiscalizar sobre el uso adecuado de los recursos correspondientes a sus funciones" (artículo 25 de la Ley 167/93).
- 4.2 Del Gabinete del Vice-Ministro de Minas y Energía, dependen directamente las siguientes reparticiones: la Dirección de Recursos Minerales; y, la Dirección de Recursos Energéticos Primarios (artículo 25 de la Ley 167/93). En concreto, la Dirección de Recursos Energéticos tendrá las siguientes funciones: (i) estudiar, identificar y proponer las alternativas de energía de acuerdo a las necesidades actuales y potenciales de consumo del país; (ii) considerar en todos sus aspectos el desarrollo energético nacional e internacional disponible en la materia, sean estos convencionales o no convencionales; y (iii) proponer políticas, reglamentaciones y aplicaciones que sean de interés al desarrollo nacional, orientando sobre el mejor uso de las disponibilidades al respecto (artículo 28 de la Ley 167/93).
- 4.3 Si como hemos señalado, el Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones tiene un ámbito de competencias que pueden no permitirle prestar la atención necesaria en los presentes momentos históricos al sector de la energía, el Vice-Ministerio de Minas y Energía tiene los recursos humanos con formación y disponibilidad para intervenir eficazmente en dicho sector. Sin embargo, el Vice-Ministerio carece de las competencias precisas. El Gobierno de Paraguay, del cual es miembro el Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones, tiene las competencia en materia de nombramientos de los órganos de gobierno de la ANDE, la ITAIPU y Yacireta; coordinar con ellos la ejecución de sus planes y programas; o ejecutar el presupuesto (artículos 4 y 8 de la Ley 167/93, artículo 9 del Estatuto de la entidad binacional La ITAIPU, artículo 6 del Estatuto de la Entidad Binacional YACYRETÁ y artículo 16 de la Ley 2199/03). La ANDE tiene, entre otras, competencias en materia de planificación; realización de inversiones en infraestructuras; regular lo concerniente a la energía eléctrica que genere, transforme, transmita, distribuya y/o suministre; coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país (artículo 5 de la Ley 966/1964); e incluso otorgar concesiones (artículos 67 y 66 de la Ley 966/1964). La ITAIPU y Yacireta son dos meros productores, con independencia de su relevancia derivada de la importancia de

las inversiones y de su potencia instalada. Frente a ello, el Vice-Ministerio, según el texto de la Ley, como acabamos de ver, tiene competencias únicamente para establecer orientaciones referentes al uso y el manejo de los recursos minerales y energéticos, y estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles en el país.

- 4.4 En realidad, la ANDE estaba configurada de tal manera que absorbía todas las competencias en materia del sector eléctrico de un ministerio de energía. Sin embargo, la evolución de las circunstancias puede hacer necesario un cambio. Hoy en día se acepta generalmente que un país debe tener una política energética y no políticas sectoriales para cada subsector de electricidad, gas e hidrocarburos. Asimismo, como consecuencia del devenir de los hechos, la ANDE no tiene el control sobre la producción de energía eléctrica en Paraguay, que se concentra en ITAIPU y Yacireta.
- 4.5 En este sentido, el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones ha elaborado un Anteproyecto de Ley que crea el Ministerio o Secretaría de Energía, Minas e Hidrocarburos. El Anteproyecto de Ley propone alternativamente la creación de un Ministerio o de una Secretaría, de Energía, Minas e Hidrocarburos (artículo 1 del Anteproyecto de Ley). Cualquiera que sea la opción adoptada, no debe olvidarse que el sector de la energía no es un sector independiente dentro de la economía del país que deba en consecuencia planificarse y desarrollarse de forma autónoma. El sector de la energía es uno de esos sectores que vertebran la economía del país y cuya planificación y desarrollo debe ponerse al servicio del desarrollo en general de los sectores productivos y del bienestar del país en general. Esto que es evidente en Paraguay en relación con los hidrocarburos, debe asumirse igualmente en relación con la electricidad y el gas.
- 4.6 El Anteproyecto establece una regulación detallada de las funciones o competencias del Ministerio o Secretaría.
  - (a) De acuerdo con el artículo 2 de dicho Anteproyecto de Ley, el Ministerio o Secretaría de Energía, Minas e Hidrocarburos sería el organismo encargado de elaborar, proponer y ejecutar las políticas y disposiciones del Poder Ejecutivo referente a las infraestructuras y los servicios en el sector de la energía, de la minería, de los recursos hídricos, y de los hidrocarburos, para la integración y el desarrollo económico del país.
  - (b) De acuerdo con el artículo 3, el Ministerio o Secretaría tendrá en particular, entre otras, las siguientes competencias: (b) establecer el relacionamiento político, legal, administrativo, financiero y técnico con el Poder Ejecutivo y con las demás Carteras Ministeriales del Estado, así como otras instituciones Nacionales e Internacionales relacionados con sus funciones y responsabilidades; (c) la administración del buen uso y cuidado de los bienes patrimoniales del Estado a cargo del Ministerio (la administración patrimonial de los Entes Descentralizados relacionados a la Cartera, será ejercida conforme a lo dispuesto en sus respectivas Cartas Orgánicas y de los Entes Binacionales por los Tratados Internacionales que los rigen); (i) proponer, reglamentar, ejecutar, coordinar y controlar las Políticas de Estado dentro del ámbito de su competencia; (j) participar de los contratos de concesión y otorgamiento de licencias dentro del ámbito de la Cartera; y (k) planificar, fijar objetivos y metas a ser alcanzados y trazar las políticas que deben ser adoptadas tanto dentro de la Cartera Ministerial como de los entes vinculados a la misma.
  - (c) En particular, de acuerdo con el artículo 4, el Ministro o Secretario de Energía, Minas e Hidrocarburos tendría, entre otras, las siguientes atribuciones: (d)

coordinar con los Entes Descentralizados vinculados al Ministerio, la elaboración y ejecución de sus planes y programas a ser realizados, de conformidad a sus respectivas Cartas Orgánicas; (e) establecer las políticas de administración y controlar la ejecución de los planes y programas a ser realizados en los Entes Binacionales, de conformidad a los respectivos Tratados Internacionales que los rigen; (g) proponer al Poder Ejecutivo nombramientos y remociones de presidentes de Entidades Autárquicas y de autoridades de las Entidades Binacionales dependientes de la Cartera Ministerial, de acuerdo establecido en las respectivas Cartas Orgánicas y Tratados Internacionales; (i) asegurar la preparación y presentación, conforme a la Ley y otras disposiciones gubernamentales, del anteproyecto de Presupuesto del Ministerio, como de los Entes vinculados al mismo.

- (d) Es decir, el Ministerio o Secretaría tendría funciones de planificación, regulación y ejecución en el sector de la energía, incluidos la electricidad, el gas y los hidrocarburos, e incluidos los Entes Descentralizados, entre otros, ANDE, y las entidades binacionales, como la ITAIPU y YACYRETÁ.

La creación de dicho Ministerio o Secretaria podría poner fin a algunos de los problemas señalados como son, la falta de competencias ejecutivas del Vice-Ministerio de Minas y Energía, la falta de integración institucional entre dicho Vice-Ministerio, los Entes Descentralizados y las entidades binacionales, y la falta de tratamiento unificado de la política energética. Existe no obstante una circunstancia a advertir. No sería conveniente confundir la política energética, con la administración de los Entes Descentralizados y las entidades binacionales. En este sentido, Paraguay debería aspirar a desarrollar una verdadera política energética, de un signo o de otro, y no sólo a administrar de manera coordinada la denominada Administración institucional en el sector de la energía.

- 4.7 La Estructura Orgánica del Ministerio o Secretaría de Energía, Minas e Hidrocarburos, comprende la figura del Ministro o Secretario de Energía, Minas e Hidrocarburos como autoridad máxima designada por el Poder Ejecutivo (artículo 4 del Anteproyecto de Ley) y las siguientes reparticiones principales y Entidades vinculadas (artículo 7 del Anteproyecto de Ley): el Gabinete del Ministro; la Dirección de Recursos Minerales; la Dirección de Recursos Energéticos; la Dirección de Recursos Hídricos; la Dirección de Hidrocarburos; la Dirección de Administración y Finanzas; la Secretaría General del Ministro; la Dirección de Asuntos Jurídicos; el Servicio Geológico Nacional; los Entes vinculados al Ministerio (Administración Nacional de Electricidad - ANDE -, la ITAIPU Binacional, Entidad Binacional Yacyreta, Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná - COMIP -, Comisión Coordinadora y Promotora del Gas Natural e inversiones Ligadas - COMIGAS- , Consejo Nacional de la Producción Independiente de Energía Eléctrica - CONAPIEE , Petróleos Paraguayos - PETROPAR -, Comisión Acueducto y Comisión del Río Pilcomayo). Esta organización propuesta supone un incremento notable de la estructura de la Administración energética en Paraguay.

## 5 La ANDE

- 5.1 La ANDE se creó por Decreto N° 3161 del Poder Ejecutivo de fecha 29 de marzo de 1949; fue organizada por Decreto Ley N° 2340 del 30 de diciembre de 1950, aprobado por Ley N° 274 del 2 de agosto de 1955; y se regula en la actualidad por la Ley 966, de fecha 12 de agosto de 1964, Que crea La Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como Ente Autárquico y establece su carta orgánica, modificada por (i) la Ley 976/82, de 16 de diciembre de 1982, Por la cual se amplía la Ley N° 966/64 Que crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) y por (ii) Ley 2199, de 8 de septiembre de 2003, Que

dispone la reorganización de los órganos colegiados encargados de la dirección de empresas y entidades del Estado Paraguayo.

- 5.2 La ANDE es una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Estará sujeta a las disposiciones civiles y comerciales comunes, en todo lo que no estuviere en oposición a las normas contenidas en las leyes por las que se regula (artículo 2 de la Ley 966/64).
- 5.3 De acuerdo con la Ley 966/64, la administración superior y la supervigilancia general de las actividades de la ANDE estaba a cargo de un Consejo de Administración constituido por el Presidente de la Entidad y cuatro Consejeros titulares (artículo 9 de la Ley 966/64) nombrados por el Poder Ejecutivo, el Presidente a propuesta del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, un Consejero a propuesta del Ministerio de Hacienda, un Consejero a propuesta del Organismo Intermunicipal o en su defecto de la Municipalidad de Asunción, un Consejero a propuesta de las entidades jurídicamente organizados de la producción, la industria y el comercio y, el cuarto Consejero a propuesta de la Confederación Paraguaya de Trabajadores (artículo 10 de la Ley 966/64). No obstante, dicho régimen ha sido sustituido por la reciente Ley 2199/03, de acuerdo con la cual la dirección y administración de la ANDE está a cargo de un Presidente designado por el Poder Ejecutivo (artículo 16 de la Ley 2199/03), habiéndose suprimido el Consejo de Administración.
- 5.4 La ANDE tiene por objeto primordial satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país (artículo 5 de la Ley 966/64). Para cumplir dicho fin, la ANDE actúa como productor, transportista, distribuidor, (pudiendo explotar sus instalaciones o las de terceros), y comercializador en el mercado nacional e internacional. Es decir, tiene facultades para intervenir en todo el proceso. En este sentido, el artículo 5 de la Ley 966/64 establece que la ANDE tendrá las siguientes funciones: (a) elaborar planes y programas de desarrollo eléctrico, a cuyo efecto, propondrá al Poder Ejecutivo, para su aprobación, un plan Nacional de Electrificación, que será actualizado por los menos cada cinco años; (b) proyectar, contribuir y adquirir obras de generación, transmisión y distribución eléctrica, y otros instalaciones y bienes necesarios para el normal funcionamiento de los servicios eléctricos; (c) explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de su propiedad o los de terceros que tome a su cargo, suministrar a los consumidores, proporcionar servicio de alumbrado público, de acuerdo con tarifas aprobadas conforme a las disposiciones de la presente Ley; (d) comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos; (e) reglamentar todo lo pertinente a la energía eléctrica que genere, transforme, transmita, distribuya y/o suministre; (f) coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país y fomentar el consumo de la energía; (g) realizar, en general, todos los demás actos y funciones concernientes con el cumplimiento de sus fines.
- 5.5 En particular, la ANDE tendrá la exclusividad del abastecimiento público de energía eléctrica y alumbrado en todo el territorio de la República. En tal carácter gozará del derecho preferencial para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos necesarios (artículo 64 de la ley 966/64).
- (a) Este precepto plantea un problema de interpretación. Ordinariamente se interpreta en el sentido de que la ANDE tiene la exclusiva para el suministro de energía eléctrica en Paraguay. Sin embargo, igual sería más preciso interpretar el abastecimiento público como el abastecimiento a la Administración, y no como el abastecimiento al público. Así parece desprenderse de: la mención expresa del alumbrado público; de que si por público se entendiera el abastecimiento al público, es decir a los consumidores, sería

innecesaria toda mención, ya que no existiría otro abastecimiento; y de que la propia Ley, como veremos más adelante, presupone la concurrencia de otras empresas de abastecimiento de electricidad. Tampoco parece que pueda identificarse el abastecimiento público como el suministro a terceros de electricidad, ya que como hemos visto en relación con el artículo 5(c) de la Ley 966/64, la ANDE puede explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de terceros, lo que implica los terceros también pueden abastecer a los consumidores. La interpretación que se propone sería coherente con los objetivos de la ANDE. La ANDE no se constituyó para monopolizar la actividad eléctrica, sino como un instrumento al servicio del Estado con el objeto de garantizar la efectiva prestación de un servicio de interés general, que la iniciativa privada no se mostraba con capacidad para garantizar.

- (b) El derecho de uso de los recursos hidráulicos es preferencial y no exclusivo. La Ley 966/64 no establece ninguna limitación en cuanto a la posibilidad de los terceros, en cuanto a capacidad y finalidades, de adquirir el uso de los recursos hidráulicos, incluso para la producción de energía eléctrica.
- (c) La ANDE podrá desarrollar dicho abastecimiento directamente o por medio de cesión de sus derechos a otras empresas. De acuerdo con el artículo 66 de la Ley 966/64, la ANDE puede delegar sus derechos exclusivos a otras empresas para atender el abastecimiento de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público, en aquellas poblaciones no servidas por ANDE ejercerá el control y supervigilancia de las delegaciones mencionadas. Asimismo, con arreglo al artículo 67 el contrato de cesión deberá ceñirse a los términos y condiciones de la presente Ley.

5.6 La Ley 966/64 prevé una excepción en cuando a la exclusiva del abastecimiento público. De acuerdo con el artículo 65 de la Ley 966/64, las concesiones de explotación de servicio de energía eléctrica, existentes a la fecha en favor de particulares u otra clase de entidades, serán respetadas hasta su terminación legal. En todo caso, se requerirá el informe favorable de ANDE para su renovación o para introducir cualquier modificación en los contratos de concesión. Asimismo se requerirán la aprobación de ANDE para los proyectos de ampliaciones o modificaciones de las obras existentes. Para modificar las tarifas vigentes se observarán las disposiciones de la Ley 966/64. Esta sería la situación jurídica en la que se encuentra la Compañía de Luz y Fuerza, S.A. (CLYFSA), empresa distribuidora de capital privado que opera en la localidad de Villarrica en virtud de un contrato de concesión con el Ayuntamiento. No obstante, con frecuencia se califica a CLYFSA por parte de ANDE como de consumidor cualificado.

5.7 Asimismo, con el fin de mantener la unidad de los planes nacionales de desarrollo eléctrico, ANDE intervendrá en el estudio, ejecución y explotación de toda obra de abastecimiento eléctrico en que participen el Estado o los organismos oficiales o municipales (artículo 6 de la Ley 966/64). Este artículo implica que se reconoce la facultad del Estado, los organismos oficiales y los municipios de ejecutar y explotar instalaciones de abastecimiento eléctrico. El artículo reconoce la intervención de la ANDE, pero dicha intervención es accesoria respecto de la actividad del Estado o los organismos oficiales o municipales, que son los promotores de los proyectos, y dicha intervención debería ser la imprescindible para el objeto manifestado de mantener la unidad de los planes nacionales de desarrollo.

5.8 Además, la ANDE tiene la facultad de requerir información sobre cualquier materia relacionada con el estudio, la ejecución y la explotación de instalaciones eléctricas de propiedad privada y para recomendar a las autoridades respectivas, cuando corresponda, las medidas que convenga adoptar (artículo 6 de la Ley 966/64).

- 5.9 Atendiendo únicamente a su tenor literal, la Ley 966/64 no establece un monopolio a favor de la ANDE, sino que más bien presupone la existencia de libre concurrencia en el sector eléctrico. Dicha libertad de empresa cabe en relación con la producción, pudiendo explotar los recursos hidráulicos, transporte, distribución, y comercialización nacional e internacional, a consumidores cualificados y no cualificados.
- (a) De acuerdo con el artículo 5 de la Ley 966/64, la ANDE tiene la facultad de explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de su propiedad o los de terceros que tome a su cargo, lo que implica reconocer que los terceros pueden ser titulares y explotar sus sistemas de abastecimiento eléctrico. De hecho, existen algunas redes de transporte de titularidad privada operadas por la ANDE.
  - (b) De acuerdo con el artículo 5 de la Ley 966/64, la ANDE puede comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos. Este texto reconoce que dentro del Paraguay pueden existir empresas privadas y/o sistemas privados que venda o compren electricidad a la ANDE.
  - (c) Tal y como menciona el artículo 64 de la Ley 966/64, la ANDE tiene el derecho de uso de los recursos hidráulicos preferencial, lo que como ya hemos mencionado implica, en defecto de otras limitaciones legales, la posibilidad de los terceros de adquirir el uso de los recursos hidráulicos, incluso para la producción de energía eléctrica. y no exclusivo.
  - (d) De acuerdo con el artículo 6 de la Ley 966/64, la ANDE tendrá facultad para requerir información sobre cualquier materia relacionada con el estudio, la ejecución y la explotación de instalaciones eléctricas de propiedad privada. Esta previsión sólo tiene sentido si pueden existir instalaciones eléctricas privadas, susceptibles de explotación.
  - (e) El artículo 5(a) de la Ley 966/64 reserva a favor de la ANDE la exclusividad del abastecimiento público de energía eléctrica y alumbrado en todo el territorio de la República. A *sensu* contrario, la ANDE carece de dicha exclusiva en relación con otros abastecimientos.
- 5.10 Un ejemplo de la iniciativa privada lo constituían las tres colonias menonitas existentes en el Chaco central, Chortitzer, Neuland y Ferhein, que disponían de sus propias unidades de producción e instalaciones de distribución y suministraban electricidad a sus comunidades. Recientemente dichas comunidades han pasado a conectarse a la red de transporte y distribución de la ANDE y a ser suministradas por la ANDE, si bien, ello a ocurrido por voluntad de las propias colonias, fundada en consideraciones económicas, y no por imposición de la ley.
- 5.11 De hecho, la propia ANDE está obligada por ley, con arreglo al artículo 7 de la Ley 966/64, a fomentar la iniciativa privada tendiente a satisfacer las necesidades de abastecimiento eléctrico, cuando así convenga al interés nacional, pudiendo participar en ella, administrativa y/o financieramente. De acuerdo con el texto de la Ley, la función de ANDE sería la de satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país. En definitiva, se trata de un instrumento de política energética, no de carácter legislativo, sino consistente en implementación de actuaciones concretas, con el objetivo de desarrollar el sector eléctrico. Entre las funciones de la ANDE se incluyen: elaborar planes y programas de desarrollo eléctrico; o coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país y fomentar el consumo de la energía (artículo 5 de la Ley 966/64).

- 5.12 Los problemas que se le plantean a un hipotético desarrollo del sector eléctrico privado en la práctica, serían, entre otros, los siguientes: (i) la falta de un marco regulador en relación con el desarrollo de su actividad; (ii) la necesidad de contar con la colaboración de la ANDE, en la medida en que la ANDE es la operadora de todas las redes de transporte del país; (iii) la ausencia de un marco definido en cuanto al régimen de autorizaciones, permisos y licencias para el desarrollo de la actividad; (iv) la competencia directa con ANDE, que se beneficia de exenciones tributarias (artículo 51 de la Ley 966/64), servidumbre legales (artículos 75 a 79 de la Ley 966/64), derechos de abastecimiento en exclusiva (artículo 64 de la Ley 966/64) y financia su actividad en último término contra los presupuestos del Estado (si bien también tiene algunas cargas como las que resultan del artículo 94 de la Ley 966/64<sup>17</sup>).
- 5.13 El Presidente tiene la facultad de aprobar las tarifas de la ANDE (artículo 16 de la Ley 2199/03). El artículo 84 de la Ley 966/64 atribuye dicha competencia al Consejo de Administración de la ANDE. Sin embargo, el Consejo de Administración, regulado en los artículos 9 a 25 de la Ley 966/64 fue suprimido por el artículo 16 de la Ley 2199/03, que modifica asimismo el artículo 27 de la Ley 966/64 y atribuye dicha competencia al Presidente de la ANDE. Dichas tarifas deben someterse a la aprobación posterior del [Consejo Nacional de Coordinación Económica] (artículo 84 Ley 966/64).
- 5.14 A efectos de determinar la tarifa, la ANDE debe realizar dos operaciones: calcular los ingresos totales a percibir en concepto de tarifas; y establecer distintas tarifas atendiendo para distintos grupos de consumo.
- 5.15 La ANDE aplica el principio de suficiencia. De acuerdo con el artículo 85 de la Ley 966/64, las tarifas se determinarán en forma tal que los ingresos resultantes de su aplicación permitan a ANDE cubrir todos los gastos de explotación y obtener una rentabilidad razonable sobre las inversiones afectadas a las actividades de abastecimiento eléctrico, con el objeto de asegurar a la empresa la disponibilidad de los recursos necesarios para la atención de sus deudas y para la normal expansión de sus servicios. Asimismo, de acuerdo con el artículo 88 de la misma Ley, las tarifas serán fijadas en base al presupuesto de explotación de modo que produzcan un Ingreso Neto anual no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la Inversión Inmovilizada vigente durante el ejercicio. Cuando el Ingreso Neto anual resultare inferior al ocho por ciento (8%) de la Inversión Inmovilizada, ANDE procederá, si fuere necesario, a reajustar sus tarifas, para alcanzar por lo menos dicha rentabilidad en el ejercicio siguiente (artículo 89 de la Ley 966/64).
- 5.16 Como hemos señalado anteriormente, a continuación, la ANDE debe establecer distintas tarifas atendiendo para distintos grupos de consumo, tales como: residencial o doméstico, comercial, industrial y rural (artículo 91 de la Ley 966/64). En principio, la ANDE debería tener en cuenta para fijar las tarifas correspondientes a cada grupo el objeto y modalidad de los consumos, la influencia de éstos en los gastos de explotación, las características técnicas del suministro y la capacidad económica de los consumidores (artículo 91 de la Ley 966/64). Al aplicar las tarifas, no podrán discriminarse entre consumidores de naturaleza similar, clasificables en un mismo grupo de acuerdo con el pliego vigente (artículo 92 de la Ley 966/64). El pliego de tarifas de la ANDE distingue entre: (i) en baja

---

<sup>17</sup> **Art. 94º:** “Las reparticiones gubernamentales que están sostenidas exclusivamente con fondos asignados en el Presupuesto General de Gastos de la Nación y las dependencias municipales servidas directamente por ANDE, gozarán de descuento, de modo que los valores que se facturen cubran solamente los gastos de explotación asignables a ese suministro.

Las dependencias que tengan derecho al descuento mencionado, obtendrán, en cada caso, la aprobación del Poder Ejecutivo, previo informe técnico de ANDE.”

tensión tarifas monómicas, grupo social, residencial, comercial, industrial, general y gubernamental; (ii) en media tensión tarifas monómicas, residencial, comercial, industrial, general y gubernamental; (iii) en media tensión tarifas binómicas entrega en línea, residencial, comercial, industrial general y gubernamental, y en cada caso, reserva de potencia, exceso potencia reservada, energía, consumo en zona punta/pico y consumo en zona fuera de punta/valle; (iv) en media tensión tarifas binómicas entrega en estación o subestación, residencial, comercial, industrial general y gubernamental, y en cada caso, reserva de potencia, exceso potencia reservada, consumo en zona punta/pico y consumo en zona fuera de punta/valle; (v) en alta, tarifas binómicas, entre reserva de potencia, desvíos, energía, consumo en zona punta/pico y consumo en zona fuera de punta/valle; (vi) en muy alta tensión tarifas binómicas, entre reserva de potencia, desvíos, energía, consumo en zona punta/pico y consumo en zona fuera de punta/valle; (vii) en tarifas diferenciales MT Línea, en tarifas diferenciales MT Estación y en tarifas diferenciales en Alta Tensión, entre potencia reservada diferencia P.C., exceso potencia reservada diferencia P.C., energía en zona punta/pico, energía fuera de punta/pico, exceso de potencia reservada punta, exceso potencia reservada fuera de punta y (viii) en tarifas diferenciales Alumbrado Público, entre 90-1 10 vatios/metro y 90-2 12 vatios/metro.

- 5.17 Si bien este sistema garantiza, en principio, la suficiencia económica de la ANDE, no incentiva su eficiencia, en la medida en que cualquier ineficiencia, en lugar de repercutir en la cuenta de resultados de la ANDE se repercutirá a los usuarios.
- 5.18 En cuanto a la clasificación de grupos y categorías, se hecha de menos el establecimiento de tarifas especiales para determinados supuestos como tarifas interrumpibles o reducciones de la tarifa en función del ahorro de energía eléctrica por el consumidor, como un mecanismo para optimizar el uso de la energía eléctrica.
- 5.19 La tarifa constituye en muchos países un mecanismo eficaz de política económica, aplicando tarifas reducidas a determinados sectores económicos en los que la energía eléctrica constituye uno de los componentes fundamentales de sus costes de producción, como es el caso del sector del aluminio en España, como una medida para promover el desarrollo de dichos sectores, o aplicando tarifas reducidas en determinadas zonas geográficas para incentivar el establecimiento de industrias que contribuyan al desarrollo económico armónico del país, u otros supuestos. En principio, no existe un impedimento legal para que la ANDE aplique dicho tipo de políticas. La enumeración de grupos establecida en el artículo 91 de la Ley 966/64 es ejemplificativa y no impide que la ANDE pueda establecer otras clasificaciones.
- 5.20 La ANDE tiene la capacidad asimismo de regular la tarifa por la prestación de otros servicios, como la ejecución y retiro de acometidas, conexión de servicios, reconexión de servicios, reposición de fusibles, inspecciones, y otros trabajos de atención a sus clientes (artículo 95 de la Ley 966/64). Se trata de servicios de significado económico que puede ser muy relevante.
- 5.21 Por fin, antes de cerrar el capítulo correspondiente a la ANDE creemos conveniente realizar algunas consideraciones en cuanto a su régimen jurídico.
- (a) La ANDE es una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, con personería jurídica y patrimonio propio, que contrata sujeta a las disposiciones civiles y comerciales comunes, salvo lo especialmente establecido en su legislación especial (artículo 2 de la Ley 966/64).
- (b) La ANDE realizará la contratación de obras y servicios, así como la adquisición de bienes: (i) cuando su valor sea superior a tres millones de guaraníes mediante

licitación pública (artículo 53 de la Ley 966/64); (ii) cuando el valor no exceda de 3.000.000 de guaraníes mediante concurso de precios, debiendo solicitarse por lo menos tres ofertas (artículo 54 de la Ley 966/64); y (iii) mediante adquisición directa cuando: el valor de la compra o el precio del servicio no exceda de 300.000 guaraníes; realizada por segunda vez una licitación pública, no se presentare postor o las propuestas recibidas fueren inaceptables; sistema del concurso de precios diere por resultado la presentación de una sola oferta; por urgencia evidente, no hubiere tiempo para esperar el resultado de la licitación pública, sin grave perjuicio para el servicio; los bienes que se han de adquirir sean de propiedad de quien tenga patente de invención y no hubiere lugar a la competencia de precios; las obras sean de tal naturaleza que sólo determinado artista, operario o fabricante pueda ejecutarlas; se trata de servicios profesionales de orden técnico; se trate de repuestos para equipos de instalaciones existentes que deben adquirirse de los mismos fabricantes de dichos equipos (artículo 55 de la Ley 966/64). En casos de licitación o de concurso de precios, la adjudicación corresponderá a la propuesta más ventajosa desde el punto de vista económico, si bien, la ANDE podrá preferir sobre la propuesta de precio más bajo, aquella que, sin exceder en un 5 por ciento el valor de la primera o en paridad de condiciones, ofrezca mayores garantías de fiel cumplimiento en tiempo y forma (artículo 62 de la Ley 966/64).

(c) Asimismo, la ANDE realizará la venta o arrendamiento de bienes muebles e inmuebles: mediante concurso de precios cuando su valor exceda de 300.000 guaraníes y hasta 1.000.000 de guaraníes; y mediante subasta pública cuando su valor exceda de 1.000.000 de guaraníes (artículo 63 de la Ley 966/64).

5.22 Resulta muy interesante y avanzado la previsión de que la ANDE, aún tratándose de una institución autárquica, esté sujeta al derecho civil y comercial común. En los países de derecho civil, por contraposición a los países de derecho común, la denominada Administración institucional contrataba sujeta al derecho público, lo cual suponía sujetarles a una normativa rígida y que dejaba poco ámbito a la autonomía de la voluntad y a la introducción de novedades, que dificulta su operación en el mercado actual, y por ello, recientemente se han comenzado a implementar reformas legislativas para permitir que contraten sujeta al derecho privado, con el propósito de flexibilizar su régimen de contratación y mejorar así su operatividad. En este sentido, el legislador en Paraguay de 1964 se adelantó hace ya tiempo.

5.23 Junto a ello, la regulación del procedimiento de contratación adolece de una cierta rigidez. La Ley 966/64 prevé como mecanismos de contratación de manera estándar la licitación e impone la obligación al licitador de aceptar todas las condiciones de la licitación, prescribiendo toda posibilidad de negociación. Asimismo, la Ley 966/64 establece como criterio de adjudicación el económico, admitiendo la posibilidad de valorar la garantía cumplimiento en tiempo y forma, siempre que el precio no exceda en más de un escaso 5 por ciento de margen, lo que en definitiva, impide a la ANDE entrar a valorar otros aspectos muy relevantes como podría ser la experiencia del licitador, los medios que pretende destinar al proyecto, su capacidad técnica, la propuesta de mejoras, las garantías de cumplimiento, servicios adicionales, etc.

5.24 Frente a ello, en la práctica internacional, la tendencia es: por un lado, invitar a los licitadores a mejorar las soluciones propuestas por la entidad contratante con el propósito de obtener al final el mejor servicio y en las mejores condiciones técnicas, económicas y contractuales, lo que significa admitir la presentación de variantes técnicas y económicas, y la negociación sobre las condiciones contractuales; y por otro lado, a valorar conjuntamente distintos aspectos de las ofertas, como son el económico, el técnico, o la identidad y características del licitador, con el propósito de

obtener igualmente el mejor servicio, teniendo en cuenta que no siempre lo más barato es lo mejor.

- 5.25 Este es el éxito del *Private Finance Initiative* (PFI) (terminología usada por los gobiernos conservadores) o *Public Private Partnership* (PPP) (terminología usada por los gobiernos laboristas), de origen inglés, y lo que explica la popularidad que está adquiriendo en el ámbito internacional. La novedad del PFI/PPP no está en la contratación por parte de la Administración de servicios con las entidades privadas, práctica existente en todas las jurisdicciones. La novedad es la implicación del sector privado en definir la mejor solución para satisfacer las necesidades promovidas por el sector público y en tratar de trasladar al sector privado la responsabilidad de su ejecución. Este planteamiento exige de la Administración admitir la negociación con los licitadores sobre la mejor solución técnica, las mejores condiciones económicas y las condiciones contractuales. También se trata de un procedimiento de adjudicación que exige por parte de la Administración, o en el presente caso, de la ANDE, un mayor trabajo de estudio y negociación de las propuestas presentadas por los licitadores, lo que significa equipos más amplios y preparados, mayores costes de tramitación y plazos más largos para la adjudicación. La contrapartida es sin embargo, o debería ser, la obtención de mejores servicios o evitar el endeudamiento de la administración pública.

## 6 La ITAIPU

### 6.1 El régimen aplicable a la ITAIPU se establece en:

- (a) el Tratado entre la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná, pertenecientes en condominio a los dos países, desde e inclusive el Salto del Guaira o Salto Grande de Sete Quedas hasta la boca del Río Yguazú, hecho en Brasilia el 26 de abril de 1973, sancionado con Ley Nº 389 del 11 de Julio de 1973 del Congreso Nacional Paraguayo, promulgado con fecha 13 de Julio de 1973, y aprobado por el Decreto Legislativo Nº 23 del 30 de Mayo de 1973 del Congreso Nacional Brasileño, con texto promulgado por el Decreto Federal Nº 72.707 del 28 de Agosto de 1973 (en adelante, el “**Tratado de La ITAIPU**”);
- (b) los acuerdos adoptados por intercambio de notas reversales entre los gobiernos de Paraguay y Brasil por las que se modifica o desarrolla el Tratado de La ITAIPU<sup>18</sup>;

<sup>18</sup> Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la apertura de crédito a favor de la ANDE para la integración del capital de ITAIPU. (Brasilia, 26 de abril de 1973) N.R. Nº 3/73.  
 Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la garantía del Gobierno Brasileño a los créditos contratados por la ITAIPU (Brasilia, 26 de abril de 1973). N.R. Nº 4/73.  
 Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente al compromiso de compra de energía por la ELETROBRAS. (Brasilia, 26 de abril de 1973) N.R. Nº 5/73.  
 Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la designación de un Representante de los Ministerios de RR.EE. del Paraguay y del Brasil ante la ITAIPU. (Brasilia, 26 de abril de 1973). N.R. Nº 6/73.  
 Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la distribución de los cargos de Directores y Directores adjuntos entre Paraguay y Brasil. (Brasilia, 26 de abril de 1973). N.R. Nº 7/73.  
 Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la construcción de obras para la navegación fluvial. (Brasilia, 26 de abril de 1973). N.R. Nº 6/73. (Brasilia, 26 de abril de 1973). N.R. Nº 8/73.  
 Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la conversión de dólares americanos para los pagos que serán efectuados a la República del Paraguay cuando la moneda sea la nacional Brasileña. (Brasilia, 1º de noviembre de 1973) N.R. Nº 17/73.  
 Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la práctica de Actos Unilaterales. (Brasilia, 1º de noviembre de 1973) N.R. Nº 18/73.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la interpretación del Anexo "C" del Tratado de ITAIPU. (Asunción, 11 de febrero de 1974) N.R. Nº 01/74.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente al Protocolo Adicional destinado a regular las relaciones de Trabajo y seguridad Social. (Asunción, 11 de febrero de 1974). N.R. Nº 2/74.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la utilización equitativa de mano de obra y suministro de equipos y materiales de la ITAIPU. (Foz de Yguazú, 17 de mayo de 1974) N.R. Nº 4/74.

Protocolo Adicional sobre Relaciones de Trabajo y Seguridad Social, relativo a los contratos de trabajo de los trabajadores de los contratista y sub-contratista de obras y locadores y sub-locadores de servicios (Asunción, 10 de septiembre de 1974).

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la apertura de crédito a favor de la ANDE para la integración del capital de la ITAIPU. (Asunción, 10 de septiembre de 1974) N.R. Nº 12/74.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, para la Cooperación Técnica Financiera del Gobierno Brasileño para los estudios referentes al potencial energético de los ríos que fueren seleccionados, sin cargo alguno para el Gobierno Paraguayo. (Brasilia, 8 de enero de 1975) N.R. Nº 1/75.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la modificación del ANEXO "B" DEL Trabajo de ITAIPU. (Asunción, 22 de abril de 1975) N.R. Nº 7/75.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la delimitación y expropiación de las áreas afectadas para el aprovechamiento hidroeléctrico de ITAIPU y sus obras auxiliares (2 de agosto de 1978) N.R. Nº 17/78.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente al aumento de dos unidades generadoras (30 de octubre de 1978) N.R. Nº 20/78.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la segunda modificación del Anexo "B" del Tratado de ITAIPU. (Asunción, 12 de marzo de 1979) N.R. Nº 4/79.

Acuerdo Tripartito por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay, de la Argentina y del Brasil, referente al aprovechamiento hidroeléctrico del río Paraná. (Ciudad Presidente Stroessner, 19 de octubre de 1979) N.R. Nº 16/79.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, referente a la modificación del Acuerdo por intercambio de Notas Reversales Nº 7 de Paraguay y NºG/SG/DDA-I/05/241 (B46) (B44) del 26 de abril de 1973, que proroga por dos años el régimen de distribución de cargos de Directores y Directores Adjuntos. (Brasilia, 11 de mayo de 1984) N.R. Nº 6/84.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, que proroga hasta el 15 de noviembre de 1985 el plazo de modificación del régimen de distribución de cargos de Directores y Directores Adjuntos. (Asunción, 15 de febrero de 1985) N.R. Nº 1/85.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, que proroga hasta el 28 de febrero de 1986 el plazo de modificación del régimen de distribución de cargos de Directores y Directores Adjuntos. (Asunción, 16 de octubre de 1985) N.R. Nº 11/85.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil, por el cual se modifica el Anexo "A" del Tratado de ITAIPU (Estatuto de ITAIPU). (Asunción, 28 de enero de 1986) DM/T/NR Nº 1/86.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil que establece la distribución de cargos del Directorio Ejecutivo, que tendrá efecto hasta el 17 de mayo de 1991. (Asunción, 28 de enero de 1986) DM/T/NR Nº 2/86.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil referente a la actualización de las bases Financieras del Anexo "C" del Tratado de ITAIPU, numerales III.4, III.8, y III. 8. (Asunción, 28 de enero de 1986) DM/T/NR Nº3/86.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil referente al cronograma de pagos diferidos de la deuda contraída por la ITAIPU. (Asunción, 28 de enero de 1986) DM/T/NR Nº4/86.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil referente a la sustitución de potencia reservada para compromiso de compra por el Brasil. (Asunción, 28 de enero de 1986) DM/T/NR Nº5/86.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil que proroga la vigencia del Anexo "A" hasta el 31 de diciembre de 1991 y encomienda al Directorio Ejecutivo elaborar la propuesta de modificación. (Asunción, 14 de mayo de 1991) NR Nº 1/91.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil que modifica el Anexo "A" a partir del 17 de mayo de 1992. (No Aprobado por el Congreso Nacional). (Asunción, 27 de diciembre de 1991) NR Nº 17/91.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil que restablece en forma temporal el Anexo "A" de 1986. (Asunción, 20 de diciembre de 1993) NR Nº 14/93.

Acuerdo por intercambio de Notas Reversales entre los Gobiernos del Paraguay y del Brasil referente al Anexo "A" del tratado de ITAIPU, Estatuto de la ITAIPU binacional. (Asunción, 21 de diciembre de 1995) NR nº 18/95. Aprobado PO Ley Nº 1144 del 15 de octubre de 1997.

- (c) los acuerdos administrativos entre la Administración de Paraguay y de Brasil<sup>19</sup>; y
  - (d) el Reglamento Interno de la Entidad Binacional La ITAIPU, aprobado por RCA-025/94, de 16 de diciembre de 1994 (en adelante, el “**Reglamento Interno**”).
- 6.2 En particular, el Tratado de ITAIPU está compuesto por: (i) el cuerpo del Tratado, con 25 artículos; (ii) Anexo A Estatuto de la ITAIPU (versión aprobada por Acuerdo por intercambio de Notas Reversales de 21 de diciembre de 1995 NR N°18/95 aprobado por Ley N 1144 de 15 de octubre de 1997); (iii) Anexo B, Descripción general de las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y obras auxiliares (modificado por Acuerdos por intercambio de Notas Reversales de 22 de abril de 1975 y 12 de marzo de 1979); y (iv) Anexo C, Bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad de la ITAIPU (modificado por Acuerdos por intercambio de Notas Diplomáticas DM/T/NR N°3 y DM/T/NR N°4 ambas de 28 de enero de 1986, y desarrollado su reglamento por RCA/002/97).
- 6.3 Tanto, el Tratado de ITAIPU, como los acuerdos por intercambio de notas reversales, son tratados internacionales entre Paraguay y Brasil, cuya modificación debe realizarse igualmente por tratado internacional, entre las mismas partes.
- 6.4 La ITAIPU se configura como:
- (a) una entidad binacional (artículo III del Tratado de ITAIPU y artículo 4 del Reglamento Interno), es decir, que comparte la nacionalidad de Paraguay y de Brasil;
  - (b) con personalidad jurídica propia, por tanto, sujeto de derechos y de obligaciones (artículo 4 del Anexo A);
  - (c) con patrimonio propio constituido por las aportaciones de sus socios (artículo VIII del Tratado de La ITAIPU y artículo 6 del Anexo A);
  - (d) cuyo objeto consiste en el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná pertenecientes en condominio a Paraguay y Brasil, desde e inclusive el Salto del Guairá o Salto Grande de Sete Quedas hasta la boca del río Yguazú (artículos I y III del Tratado de La ITAIPU);
  - (e) cuyos socios son la ANDE y PETROBRAS (Centrais Elétricas Brasileiras, S.A.), por partes iguales (artículos III del tratado de La ITAIPU y artículo 1 del Anexo A): de forma llamativa, los socios de la ITAIPU, la ANDE y PETROBRAS, no intervienen como partes en el tratado y no tienen facultad de designar a los miembros del Consejo de Administración, ni a los miembros del Directorio Ejecutivo de la ITAIPU;

---

<sup>19</sup> Protocolo sobre Relaciones de Trabajo y Seguridad Social, que establece las normas jurídicas aplicables en materia de Derecho del Trabajo y Seguridad Social a los Trabajadores contratados por la ITAIPU. (Asunción, 11 de febrero de 1974).

Acuerdo Administrativo complementario sobre Higiene y Seguridad del Trabajo, aplicable a los trabajadores contratados por la ITAIPU y sus contratistas y sub-contratistas de obras y locadores y sub-locadores de servicios. (Brasilia, 8 de enero de 1975).

Acuerdo Administrativo reglamentario sobre prestación de servicios médicos a los trabajadores contratados por la ITAIPU y sus contratista y sub-contratistas de obras y locadores y sub-locadores de servicios. (Brasilia, 8 de enero de 1975).

- (f) y que se rige por el principio de binacionalidad, que consiste en la representación paritaria y en igualdad de condiciones de ambos países, Paraguay y Brasil en (i) el capital social (artículo 6 del Anexo A), (ii) en los órganos de gobierno (artículo IV del Tratado, artículo 10 del Anexo A, y artículos 23 y 46 del Reglamento Interno), o (iii) en la contratación de personal, servicios y suministros (artículo XI del Tratado y artículo 12 del Reglamento Interno): dicho esquema de funcionamiento supone en principio una mayor complejidad para la administración de la ITAIPU, que requiere siempre del acuerdo entre los representantes del Paraguay y de Brasil, así como un incremento de costes por la duplicación de puestos, pero sin embargo, en la práctica se ha revelado como operativo y ha permitido mantener la armonía entre ambos países en relación con el proyecto común de la ITAIPU.
- 6.5 La ITAIPU está administrada por un Consejo de Administración y un Directorio Ejecutivo (artículo IV del Tratado de ITAIPU, artículo 7 del Anexo A y artículo 10 del Reglamento Interno).
- 6.6 En cuanto al Consejo de Administración.
- (a) El Consejo de Administración está compuesto por doce consejeros nombrados 6 por el Gobierno paraguayo, de los cuales uno será propuesto por el Ministerio de Relaciones Exteriores y uno será el presidente de la ANDE, y seis por el Gobierno brasileño, de los cuales uno será propuesto por el Ministerio de Relaciones Exteriores y uno será el Presidente de ELECTROBRAS; asimismo, el Director General Paraguayo y el Director General brasileño formarán también parte del consejo de administración, con voz, pero sin voto (artículo 8 del Anexo A y artículo 13 del Reglamento Interno). El consejo de administración nombra dos secretarios, uno paraguayo y uno brasileño (artículo 8 del Anexo A y artículo 18 del Reglamento Interno). Por fin, los Representantes de los Ministerios de Relaciones Exteriores de las Altas Partes Contratantes participarán en las reuniones (artículo 29 del Reglamento Interno y Acuerdo por intercambio de Notas Reversales de 26 de abril de 1973).
- (b) El Consejo de Administración sólo podrá decidir válidamente con la presencia de la mayoría de los Consejeros de cada país y con paridad de votos igual a la menor representación nacional presente (artículo 10 del Anexo A y 23 del Reglamento Interno). Los asuntos no previstos en el Estatuto (el Anexo A, tales como cuestiones que se consideren atinentes a la soberanía, integridad territorial, seguridad nacional o política exterior) o que no pudieran ser resueltos por el Consejo de Administración (en caso de empate) serán resueltos por acuerdo entre el Gobierno de Paraguay y el de Brasil (artículo 29 del Anexo A y artículos 8 y 24 del Reglamento Interno). En definitiva, el gobierno último de la ITAIPU corresponde a los Gobiernos de ambos países constituyentes, Paraguay y Brasil.
- (c) Los honorarios de los Consejeros serán fijados anualmente por la ANDE y por PETROBRAS, de común acuerdo (artículo 16 del Anexo A y 17 del Reglamento Interno). Los Representantes de los Ministerios de Relaciones Exteriores de ambas Altas Partes Contratantes percibirán los mismos honorarios que los Consejeros (artículo 29 del Reglamento Interno). Este es uno de las materias en la que los socios de la ITAIPU, esto es, la ANDE y PETROBRAS, sí actúan como tales.
- 6.7 En cuanto al Directorio Ejecutivo.

- (a) Se compone del Director General paraguayo, del Director General brasileño, de los Directores Ejecutivos Técnico, Financiero, de Coordinación, Administrativo y Jurídico, y de los Directores Técnico, Financiero, de Coordinación, Administrativo y Jurídico (a cada Director Ejecutivo, paraguayo o brasileño, corresponde un Director de la otra nacionalidad). Los miembros del Directorio Ejecutivo serán nombrados por sus respectivos Gobiernos a propuesta de la ANDE y de ELECTROBRAS, según el caso. (artículo 14 del Anexo A y artículos 34 y 35 del Reglamento Interno). Asimismo, el Directorio Ejecutivo nombrará dos Secretarios, uno paraguayo y uno brasileño (artículo 49 del Reglamento Interno, según Nota Reversal de 26 de abril de 1973).
  - (b) El Directorio Ejecutivo sólo puede decidir válidamente con la presencia del Director General paraguayo y del Director General brasileño, o de sus sustitutos temporales, y de la mayoría de los otros Miembros del Directorio Ejecutivo de cada país, y con paridad de votos igual a la menor representación nacional presente. Las decisiones serán tomadas por simple mayoría de voto, a través de Resoluciones (artículo 46 del Reglamento Interno). En caso de empate, el asunto se elevará a consideración del Consejo de Administración, lo que significa que en caso de persistir el empate entre los representantes de Paraguay y Brasil, el asunto terminará siendo decidido por acuerdo entre el Gobierno de Paraguay y el Gobierno de Brasil (artículos 47 y 24 del Reglamento Interno).
  - (c) Los honorarios de los Miembros del Directorio Ejecutivo serán fijados anualmente por la ANDE y por PETROBRAS, de común acuerdo (artículo 16 del Anexo A y 41 del Reglamento Interno).
- 6.8 Uno de los problemas que se ha puesto de manifiesto en los epígrafes precedentes en la necesidad de una integración institucional de todas las instancias que intervienen en el sector de la energía en el Paraguay y en particular, en el mismo sector eléctrico. En este sentido, probablemente, una de las propuestas que gozan de mayor aceptación entre los agentes del sector sería la de la creación de un Ministerio o Secretaria de Energía, Minas e Hidrocarburos. De hecho, existe ya un Anteproyecto de Ley para su creación. El propósito es que dicho Ministerio o Secretaria pasara a concentrar las competencias en materia de energía, incluidos los entes autárquicos y las entidades binacionales. Sin embargo, dicha concentración de competencias choca con la redacción de los tratados internacionales relativos a ITAIPU y, como veremos más adelante, a YACYRETÁ, que ponen bajo la directa competencia del Gobierno el nombramiento del Consejo de Administración y del Directorio Ejecutivo, así la decisión en última instancia de las cuestiones relativas a ITAIPU.
- 6.9 La prestación por parte de ITAIPU del servicio de suministro de energía se contiene fundamentalmente en los artículos XIII a XV del Tratado de ITAIPU, el Anexo C y el Reglamento del Anexo C.
- (a) El Tratado de ITAIPU establece que la energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico será dividida en partes iguales entre el Paraguay y Brasil (artículo XIII del Tratado de ITAIPU). Dicha división de la energía por partes iguales, se efectuará por medio de la división de la potencia instalada en la central eléctrica (artículo II.1 del Anexo C y artículo D.1 del Reglamento del Anexo C), es decir, 12.600 MW, potencia instalada en la usina, a dividir entre ambos países. La adquisición de los servicios de electricidad de la ITAIPU será realizada por la ANDE y por ELETROBRAS, las cuales también podrán hacerlo por intermedio de las empresas o entidades paraguayas o brasileñas que indiquen (artículo XIV del Tratado de ITAIPU). Del lado brasileño, la ley Nº 5.889 del 5 de julio de 1973

establece que las subsidiarias de ELETROBRAS autorizadas a adquirir los servicios de electricidad que corresponden al Brasil son Furnas y Electrosul.

- (b) En relación con la contratación efectiva de potencia, en principio, el Anexo C establece que cada entidad, en el ejercicio de su derecho a la utilización de la potencia instalada, contratará con la ITAIPU, por períodos de veinte años, fracciones de la potencia instalada en la central eléctrica, en función de un cronograma de utilización que abarcará ese lapso e indicará, para cada año, la potencia a ser utilizada (artículo II.2). No obstante, los contratos por plazo de 20 años fueron posteriormente divididos en dos sub-periodos de 10 años (artículo D.2 del Reglamento del Anexo C, de 26 de abril de 1973). Por fin, parece ser que por medio de acuerdo no escrito, dicho plazo de 10 años se vio reducido a un año. Asimismo, la ANDE tiene reconocida una tolerancia del 20 por ciento durante el primer plazo de veinte años y del 10 por ciento durante el segundo plazo de 20 años, que en todo caso deberá ser como mínimo de 100.000 KW (Nota Reversal de 26 de abril de 1973 DAM-I/03/241 (B46) (B44), aprobada por Ley N°389 promulgada el 13 de julio de 1973, y artículo D-2 del Reglamento del Anexo C).
- (c) Asimismo, el Tratado reconoce a cada país el derecho de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro para su propio consumo (artículo XIII del Tratado de ITAIPU). De hecho Brasil adquiere la energía producida por 11 de las doce usinas en funcionamiento, cuando en principio, seis corresponden a Brasil y seis a Paraguay. Cuando una entidad decida no utilizar parte de la potencia contratada o parte de la energía correspondiente a la misma, dentro del límite fijado, podrá autorizar a la ITAIPU a ceder a las otras entidades la parte que así se vuelve disponible, tanto de potencia, como de energía. La entidad cedente recibirá una compensación por la cesión (artículo III.8 del Anexo C). El Anexo C fijó inicialmente la compensación por la cesión en 300 dólares de los EEUU por cada GWh (artículo III.8 del Anexo C). Dicha compensación se ha ido actualizando por medio de acuerdos posteriores, Notas Reversales DM/T/NR N°3 y DAM-I/DEM/CAI/03/PAIN/L00E05, ambas de 28 de enero de 1986, cuyo contenido se recoge en el artículo E.8 del Reglamento del Anexo C. A partir de 1992 se aplica una fórmula que se basa en aplicar un incremento correspondiente al 50 por ciento del *Industrial Goods* y el 50 por ciento del *Consumer Prices*, ambos de los EEUU.
- (i) Surge aquí una cuestión que podría ser relevante en lo que concierne a Paraguay. El problema que se plantea es si Paraguay podría adquirir la energía producida en ITAIPU para exportarla a Uruguay o Argentina. El precio que percibe Paraguay por la energía no adquirida y correlativamente adquirida por Brasil es muy reducido y podría resultar muy interesante que Paraguay pudiese exportar directamente dicha energía a terceros países por un precio más elevado.
- (ii) El artículo XIII del Tratado habla de “propio consumo”, lo que en principio parece limitar el uso al consumo que se realice en Paraguay y excluye la exportación a terceros países: esta parece la interpretación más fiel.
- (iii) Sin embargo, cabe también una interpretación distinta que tiene sus argumentos para defenderla.
- ¿Qué significa “propio consumo”? Dicha expresión no está definida en el tratado, por lo que cualquier interpretación es legítima. Así, podría entenderse por propio consumo el mero hecho de que la energía sea adquirida por Paraguay, sin que fuere exigible que posteriormente la

ANDE la comercialice a consumidores finales de Paraguay, pudiendo comercializarla a comercializadores del Paraguay que la podrían a su vez comercializar libremente.

- El termino propio consumo, ¿se refiere a propio consumo del cedente o del cesionario? No parece razonable que se pueda entender como propio consumo del cedente, de modo que Paraguay esté obligado a ceder la energía que no se destina a consumidores finales de Paraguay, pero que Brasil pueda adquirir dicha energía en virtud de cesión obligatoria y la pueda comercializar libremente en Brasil o exportarla a terceros países. Esta interpretación, que hemos comenzado diciendo que parecía la más sólida, se aparece ahora como un fraude. De hecho, Brasil, en determinados momentos, ha estado adquiriendo de ITAIPU toda la energía no consumida en Paraguay y al mismo tiempo, exportando energía a terceros países.
- (iv) En todo caso, cualquier planteamiento de este tipo debería tratar de acordarse con Brasil, evitando un serio conflicto en ITAIPU.
- (v) Asimismo, cualquier planteamiento debe analizar previamente la capacidad de Paraguay, desde un punto de vista técnico, de aprovechar dicha energía para exportarla, directa o indirectamente, a terceros países.
- (d) Los gobiernos paraguayos y brasileño se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente, en la forma que acordaren, la totalidad de la potencia instalada (artículo XIII del Tratado de ITAIPU): es decir, existe una contratación del 100 por cien de la capacidad que en principio obligaba a ambos Gobiernos. Dicha obligación fue asumida enteramente por el Gobierno de Brasil por medio de Nota Reversal de 26 de abril de 1973, DAM-I/03/241 (B46) (B44), aprobada por Ley Nº389 promulgada el 13 de julio de 1973.
- (i) Esta circunstancia, unida al mecanismo de fijación del precio de la energía que garantiza la cobertura de los costes de ITAIPU y un nivel mínimo de utilidades, reduce el nivel de riesgo (existe garantía del Gobierno de Brasil), debiendo mejorar la calificación de la deuda, lo que debería permitir tipos de interés de financiación de la deuda bajos, lo que no siempre está ocurriendo.
- (ii) La obligación de contratación se refiere a la totalidad de la potencia instalada. No obstante, en el pasado, en ocasiones, Brasil lo ha aplicado únicamente sobre la producción.
- 6.10 En cuanto al costo del servicio de electricidad, se establecen los siguientes componentes (artículo E del Reglamento del Anexo C):
- (a) el monto necesario para el pago, a las partes que constituyen la ITAIPU, (ANDE y ELETROBRAS) de utilidades del 12 por ciento anual sobre su participación en el capital integrado (100.000.000 de dólares de los EEUU);
  - (b) el monto necesario para el pago de las cargas financieras de los préstamos recibidos;
  - (c) el monto necesario para el pago de la amortización de los préstamos recibidos;

- (d) el monto necesario para el pago de los "royalties" a las Altas Partes Contratantes (Gobiernos de Paraguay y Brasil), calculado en el equivalente de 650 dólares de EEUU por GWh, no pudiendo ser inferior anualmente a 18 millones de dólares de EEUU, a razón de la mitad para cada Alta Parte Contratante;
  - (e) el monto necesario al pago, a la ANDE y a la ELETROBRAS, en partes iguales, a título de resarcimiento de las cargas de administración y supervisión relacionadas con la ITAIPU, calculadas en el equivalente 50 dólares de EEUU por GWh;
  - (f) el monto necesario para cubrir los gastos de explotación;
  - (g) el monto del saldo, positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior;
  - (h) y en su caso, el monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes por la energía cedida a la otra, fijado inicialmente en 300 dólares de EEUU por GWh (de acuerdo con la Nota Reversal N° 3 de 28 de enero de 1986, el monto correspondiente a la compensación será incluido exclusivamente en la tarifa a ser pagada por la parte que consume la energía cedida.
- 6.6 En los últimos años, debido a las condiciones pluviales, la producción de ITAIPU ha excedido a la potencia nominal. Paraguay ha adquirido dicha producción a coste de producción, sin cargas financieras (alrededor de 4 USD frente a 22 USD por la potencia contratada). Esta situación ha permitido reducir el coste medio de la electricidad adquirida por la ANDE de 22 o 24 USD a 18 USD. No obstante, se trata de una circunstancia temporal.
- 6.7 Asimismo, en la medida en que en ITAIPU se contrata potencia, es necesario contratar la potencia para cubrir las puntas de consumo, potencia que no se utiliza la mayor parte del año. En relación con esta circunstancia, la ANDE ha promovido la construcción de la central hidroeléctrica de ACARAI que opera como central de punta, permitiendo reducir la contratación de potencia en ITAIPU.
- 6.8 El Anexo C también establece que el ingreso anual, derivado de los contratos de prestación de los servicios de electricidad deberá ser igual, cada año, al costo del servicio calculado según lo expuesto. Dicho costo se distribuye en forma proporcional a las potencias contratadas por las entidades abastecidas.
- 6.9 Por fin, vamos a hacer referencia somera al régimen financiero de ITAIPU.
- (a) La financiación de ITAIPU proviene de las aportaciones de capital social de las partes, la ANDE y PETROBRAS, y de financiación ajena (artículos VIII y IX del Tratado de ITAIPU).
    - (i) ITAIPU se constituyó con un capital social de 100 millones de dólares de EEUU aportados por partes iguales por la ANDE y por ELECTROBRAS. En particular, en relación a la ANDE, el Gobierno de Brasil otorgo a la misma un crédito por importe de 50 millones de dólares de EEUU, al 6 por ciento de interés anual, cuyos intereses se capitalizaban durante los primeros ocho años, garantizado en parte por las utilidades que la ANDE obtuviere de ITAIPU (12 por ciento del capital, actualizado de acuerdo con una cláusula de estabilización por referencia al patrón oro), para que la ANDE pudiera realizar su aportación (Nota Reversal de 26 de abril de 1973 DAM-I/01/241 (B 46) (B 44), Ley N°389 promulgada el 13 de julio de 1973). El Gobierno de

Brasil instrumentalizó dicho crédito a través del Banco do Brasil, S.A. (Nota Reversal 12, de 10 de septiembre de 1974, DAM-I/DA I/12/241 (B 46) (B44)).

(ii) En cuanto a la financiación ajena, está constituida fundamentalmente por deuda con ELECTROBRAS. El problema que se plantea es la carga financiera del repago de dicha deuda ajena, gran parte de la cual está a tipos del 7'5 por ciento, muy por encima de los tipos de mercado hoy día, teniendo en cuenta además la circunstancia de que se trata de deuda garantizada por una obligación de compra de electricidad del Gobierno de Brasil en virtud del Tratado de ITAIPU y Nota Reversal de 26 de abril de 1973, DAM-I/03/241 (B46) (B44), aprobada por Ley N°389 promulgada el 13 de julio de 1973. En este sentido, sería conveniente revisar condiciones contractuales en que está cerrada dicha financiación y las posibilidades de renegociación de la deuda.

(b) De acuerdo con el artículo XII del Tratado de ITAIPU, las Altas Partes Contratantes se comprometieron, entre otros, a: no aplicarán impuestos, tasas y préstamos compulsorios, de cualquier naturaleza, a la ITAIPU y a los servicios de electricidad por ella prestados; no aplicarán impuestos, tasas y préstamos compulsorios, de cualquier naturaleza, sobre los lucros de la ITAIPU y sobre los pagos y remesas efectuados por ella a cualquier persona física o jurídica, siempre que los pagos de tales impuestos, tasas y préstamos compulsorios sean de responsabilidad legal de la ITAIPU. En caso de que en el futuro MERCOSUR avance hacia la integración de sus mercados energéticos, este régimen de exención plantearía problemas de distorsión de la competencia.

## 7 YACYRETÁ

7.1 El régimen legal aplicable en YACYRETÁ se contiene en:

(a) el Tratado de 3 de diciembre de 1973, entre la República del Paraguay y la República Argentina para el aprovechamiento hidroeléctrico, el mejoramiento de las condiciones de navegabilidad del río Paraná a la altura de la isla YACYRETÁ y, eventualmente, la atenuación de los efectos depredadores de las inundaciones producidas por crecidas extraordinarias, (en adelante, el "**Tratado de YACYRETÁ**"), sancionado y promulgado por Ley N° 433 del 28 de diciembre de 1973 del Congreso Nacional Paraguayo y sancionado el 6 de Febrero de 1974 y promulgado el 22 de febrero de 1974 por Ley N° 20.646 del Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina; y

(b) los acuerdos adoptados por intercambio de notas reversales que modifican y complementan posteriormente el Tratado.

7.2 En particular, el Tratado de YACYRETÁ se compone de 25 artículos y tres anexos: (i) Anexo A, Estatuto de la Entidad Binacional denominada YACYRETÁ; (ii) Anexo B, Descripción general de las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y al mejoramiento de las condiciones de navegabilidad y de las obras complementarias para el aprovechamiento del río Paraná; y (iii) Anexo C, Bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad de la YACYRETÁ.

7.3 El Tratado y las notas reversales responden al mismo modelo que el Tratado de ITAIPU y las correspondientes notas reversales, por lo que vamos a seguir el mismo esquema de exposición que en el epígrafe 6 precedente, a cuyos comentarios nos remitimos en principio.

7.4 YACIRETÁ, al igual que la ITAIPU, se configura como:

- (a) una entidad binacional (artículo III del Tratado de YACIRETÁ), es decir, que comparte la nacionalidad de Paraguay y de Argentina;
- (b) con personalidad jurídica propia, por tanto, sujeto de derechos y de obligaciones artículo III del Tratado de YACIRETÁ y artículo 2 del Anexo A);
- (c) con patrimonio propio constituido por las aportaciones de sus socios (artículo VIII del Tratado de YACIRETÁ y artículo 4 del Anexo A);
- (d) cuyo objeto consiste en aprovechamiento hidroeléctrico, el mejoramiento de las condiciones de navegabilidad del río Paraná a la altura de la isla YACYRETÁ y, eventualmente, la atenuación de los efectos depredadores de las inundaciones producidas por crecidas extraordinarias (artículo I del Tratado de YACIRETÁ);
- (e) cuyos socios son la ANDE y el Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República Argentina (**MRECIC**). (en sustitución de la A y EE, Agua y Energía Eléctrica de la Argentina, Empresa del Estado), por partes iguales (artículo III del Tratado de YACIRETÁ y artículo 4 del Anexo A);
- (f) y que se rige por el principio de binacionalidad, que consiste en la representación paritaria y en igualdad de condiciones de ambos países, Paraguay y Argentina en (i) el capital social (artículo 4 del Anexo A), (ii) en los órganos de gobierno (artículo IV del Tratado, y artículos 4 y 10 del Anexo A), o (iii) en la contratación de personal, servicios y suministros (artículo XI del Tratado): a diferencia de en ITAIPU, el principio de binacionalidad no ha podido evitar que surjan controversias entre ambas Altas Partes Contratantes.

7.5 YACIRETÁ está administrada por un Consejo de Administración y un Comité Ejecutivo (artículo IV del Tratado de YACIRETÁ y artículo 5 del Anexo A).

7.6 En cuanto al Consejo de Administración.

- (a) El Consejo de Administración está compuesto por ocho Consejeros nombrados cuatro por el Gobierno paraguayo y cuatro por el Gobierno argentino; asimismo, los dos Directores formarán también parte del consejo de administración, con voz, pero sin voto (artículo 6 del Anexo A). El consejo de administración nombra dos secretarios, uno paraguayo y uno argentino (artículo 6 del Anexo A).
- (b) El Consejo de Administración sólo podrá decidir válidamente con la presencia de dos Consejeros de cada país, como mínimo, y con la paridad de votos igual a la menor representación nacional presente. Las decisiones se adoptarán por mayoría y en caso de empate, el asunto se someterá a la consideración de los respectivos Gobiernos (artículo 8 del Anexo A). Asimismo, los asuntos no previstos en el Estatuto (el Anexo A, tales como cuestiones que se consideren atinentes a la soberanía, integridad territorial, seguridad nacional o política exterior) y los que no pudieren ser resueltos por el Consejo de Administración, serán solucionados por los dos Gobiernos (artículo 23 del Anexo A).
- (c) Los honorarios de los Consejeros serán fijados anualmente por la ANDE y por A y EE, de común acuerdo (artículo 14 del Anexo A, según Nota Reversal de 2 de diciembre de 1982).

7.7 En cuanto al Comité Ejecutivo.

- (a) El Comité Ejecutivo estará compuesto por dos Directores, uno paraguayo y uno argentino, nombrados por sus respectivos Gobiernos a propuesta de la ANDE y de A y EE, según el caso. (artículo 10 del Anexo A, según Nota Reversal de 2 de diciembre de 1982).
- (b) Las resoluciones del Comité Ejecutivo se adoptarán por unanimidad (artículo 12 del Anexo A, según Nota Reversal de 2 de diciembre de 1982).
- (c) Los honorarios de los Directores serán fijados anualmente por la ANDE y por A y EE, de común acuerdo (artículo 14 del Anexo A, según Nota Reversal de 2 de diciembre de 1982).

7.8 La prestación por parte de YACIRETÁ del servicio de suministro de energía se contiene fundamentalmente en los artículos XIII a XV del Tratado de YACIRETÁ y en el Anexo C.

- (a) El Tratado establece que la energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico será dividida en partes iguales entre el Paraguay y Argentina (artículo XIII del Tratado de YACIRETÁ). Dicha división de la energía por partes iguales, se efectuará por medio de la división de la potencia instalada en la central eléctrica (artículo II.1 del Anexo C). La adquisición de los servicios de electricidad de YACIRETÁ será realizada por la ANDE y por A y EE, las cuales también podrán hacerlo por intermedio de las empresas o entidades paraguayas o argentinas que indiquen (artículo XIV del Tratado de YACIRETÁ).
- (b) En relación con la contratación efectiva de potencia, en principio, el Anexo C establece que cada entidad, en el ejercicio de su derecho a la utilización de la potencia instalada, contratará con la ITAIPU, por períodos de ocho años (una diferencia sustancial con el plazo original de 20 años establecido en ITAIPU) e indicará, para cada año, la potencia a ser utilizada (artículo II.2 del Anexo C). Asimismo, la ANDE tiene reconocida una tolerancia del 20 por ciento durante el primer plazo de ocho años y del 10 por ciento durante el segundo plazo de ocho años, que en todo caso deberá ser como mínimo de 100.000 KW (Nota Reversal de 3 de diciembre de 1973).
- (c) Asimismo, el Tratado reconoce a cada país el derecho de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro para su propio consumo (artículo XIII del Tratado de YACIRETÁ). De hecho Argentina adquiere el 99 por ciento de la energía producida.
  - (i) Cuando una entidad decida no utilizar parte de la potencia contratada o parte de la energía correspondiente a la misma, dentro del límite fijado, podrá autorizar a YACIRETÁ a ceder a las otras entidades la parte que así se vuelve disponible, tanto de potencia, como de energía (artículo II.5 del Anexo C). La entidad cedente recibirá una compensación por la cesión (capítulo V del Anexo C).
  - (ii) El Anexo C fijó inicialmente la compensación por la cesión en 2.998 dólares de los EEUU por cada GWh (artículo V.1 del Anexo C). El artículo VI prevé la actualización de dicha compensación mediante la aplicación de la fórmula a acordar por la Altas Partes Contratantes. La fórmula actual se estableció por Nota Reversal de 29 de noviembre de 1979.

- (iii) El artículo XIII del Tratado de YACIRETÁ, de manera similar al caso del Tratado de ITAIPU, establece que cada uno de los países contratantes tendrá el “derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo”. Por tanto, en principio, Paraguay puede adquirir electricidad para su propio consumo, pero no para exportar a terceros países. So aquí aplicables los mismos razonamientos hechos a propósito de este mismo artículo en el Tratado de ITAIPU. En todo caso, parece que existe un problema previo y es garantizar que Paraguay puede adquirir la electricidad que le corresponde con arreglo al Tratado para su propio consumo, ya que en la actualidad, existen problemas para ello.
  - (d) Los gobiernos paraguayos y argentino se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente, en la forma que acordaren, la totalidad de la potencia instalada (artículo XIII del Tratado de YACIRETÁ): es decir, existe un *take or pay* del 100 por cien de la capacidad que en principio obliga a ambos Gobiernos. Dicho *take or pay* fue asumido enteramente por el Gobierno de Argentina por medio de Nota Reversal de 3 de diciembre de 1973.
- 7.9 En cuanto al costo del servicio de electricidad, el artículo III del Anexo C establecía los componentes siguientes:
- (a) el monto necesario para el pago, a las partes que constituyen YACIRETÁ de utilidades del 12 por ciento anual sobre su participación en el capital integrado (originariamente, 100.000.000 de dólares de los EEUU, actualizado posteriormente utilizando la fórmula de ajuste del Tratado, Nota Reversal de 22 de abril de 1977 y disposiciones del Consejo de Administración de la Entidad);
  - (b) el monto necesario para el pago de las cargas financieras de los préstamos recibidos;
  - (c) el monto necesario para el pago de la amortización de los préstamos recibidos;
  - (d) el monto necesario al pago, a la ANDE y a la A y EE, en partes iguales, a título de resarcimiento de la totalidad de sus gastos propios relacionadas con YACYRETÁ, calculadas en el equivalente 166 dólares de EEUU por GWh;
  - (e) el monto necesario para el pago de la compensación total en razón del territorio inundado a las Altas Partes Contratantes (gobiernos de Paraguay y Argentina), en proporción de las superficies de los respectivos territorios inundados y de acuerdo con el capítulo IV del Anexo C del Tratado de YACIRETÁ;
  - (f) el monto necesario para cubrir los gastos de explotación;
  - (g) el monto del saldo, positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior; y
  - (h) y en su caso, el monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes por la energía cedida a la otra, fijado inicialmente en 300 dólares de EEUU por GWh (artículo V del Anexo C).
- 7.10 El Anexo C también establece que el ingreso anual, derivado de los contratos de prestación de los servicios de electricidad deberá ser igual, cada año, al costo del servicio calculado según lo expuesto (artículo VII.1 del Anexo C). Dicho costo se

distribuye en forma proporcional a las potencias contratadas por las entidades abastecidas (artículo VII.2 del Anexo C).

7.11 No obstante, el sistema descrito en los dos párrafos precedentes se vio seriamente afectado por la Nota Reversal de 9 de enero de 1992.

- (a) Se fijó la tarifa en 0'030 dólares de EEUU por KWh (30 dólares de EEUU por MWh) a valores constantes de diciembre de 1991, desde el inicio en la generación, independientemente de la cota, y hasta el 2048. Dicha tarifa se actualizaría aplicando la fórmula de ajuste de la plantilla 2 del Anexo C. A 31 de diciembre de 2002, la tarifa era de 29,9 dólares de EEUU por MWh.
- (b) Se estableció que la República de Paraguay recibiría durante los diez primeros años un pago al contado de 1,75 dólares de EEUU por MWh a cuenta de las compensaciones por cesión de energía, territorio inundado y utilidades.
- (c) La República Argentina se comprometió a no percibir ni devengar intereses sobre la deuda contraída por YACYRETÁ sobre el Tesoro Argentino, actualizándose ésta de acuerdo a la fórmula de ajuste del Tratado: plantilla 2 del Anexo C
- (d) Se determinó el orden de prioridad de pagos en los siguientes términos: (i) gastos operativos; (ii) deuda con proveedores y contratistas; (iii) deuda con entidades financieras, multilaterales y comerciales, excluida la deuda ya contraída con el Tesoro Argentino; (iv) compensaciones a los Gobiernos en el momento que corresponda hacerlas efectivas; y (v) deuda contraída con el Tesoro Argentino.
- (e) Se estableció que los préstamos efectuados a la ANDE para la integración de su capital en YACIRETÁ serían pagados en las mismas condiciones de plazo y amortización y tasa de interés en que, de conformidad a lo estipulado en el numeral 2 de la misma nota son abonadas las utilidades previstas en el numeral III.1 del Anexo C.

Como consecuencia de dicha nota reversal, en tanto que en la práctica supone eliminar el principio de suficiencia de la tarifa para el repago de la deuda, los ingresos de YACIRETÁ vienen siendo insuficientes para cubrir el importe de la deuda e intereses, de modo que la deuda de YACIRETÁ en lugar de irse amortizando, sigue aumentando.

7.12 Existe un conflicto pendiente entre Paraguay y Argentina en relación con la vigencia de dicha nota reversal.

- (a) En principio, la misma nota reversal establece en su último párrafo que “Si lo antes expuesto fuera aceptable para el Gobierno del Paraguay, esta Nota y la respuesta de Vuestra Excelencia expresando dicha conformidad constituirían un Acuerdo entre nuestros dos Gobiernos que entrará en vigor en la fecha de su Nota de respuesta.”
- (b) Dicha nota reversal fue ratificada por el Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto de la República de Argentina y por el embajador de Paraguay en Argentina. Esta circunstancia resulta cuando menos atípica, ya que:
  - (i) la nota reversal va dirigida al Embajador de la República del Paraguay, cuando las notas reversales precedentes y subsiguientes se dirigen al Ministro de Relaciones Exteriores;

(ii) de acuerdo con la Convención de Viena de la Ley Aplicable a los Tratados de 22 de mayo de 1969, los embajadores tienen facultad de adoptar el texto del tratado, pero no de concluir el tratado mismo (artículo 7.2 de la Convención de Viena de 1969). La capacidad de concluir el tratado corresponde al Jefe del Estado o al Ministro de Relaciones Exteriores.

(c) Posteriormente, el Congreso Nacional de la República del Paraguay rechazó la incorporación de esta Nota al Derecho Positivo del país (sólo en lo concerniente a tarifa y financiación).

No obstante dicha controversia, en la práctica, el contenido de dicha nota reversal se viene aplicando unilateralmente por Argentina.

7.13 De acuerdo con noticias publicadas en prensa, recientemente los Ministros de Obras Públicas y Comunicaciones de la República del Paraguay, Dr. José Alberto Alderete, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la República Argentina, Arq. Julio Miguel De Vido, acordaron:

(a) Asumir el firme compromiso de realizar las diligencias necesarias que hagan de la Entidad Binacional YACYRETA una empresa rentable y eficiente, en atención a su estado económico – financiero y a la situación actual de ambos países, a fin de que sea capaz de cumplir con lo establecido en el Tratado y las Notas Reversales y, consecuentemente, obtener el financiamiento necesario para la conclusión de las obras faltantes que permitan la elevación del embalse a su cota de diseño de 83 msnm.

(b) El Gobierno de la República Argentina asume el compromiso de abonar, dentro de sus normativas vigentes, la suma de 25.351.228,75 dólares estadounidenses por el concepto de percepción de anticipos a cuenta de las "compensaciones por cesión de energía, territorio inundado, resarcimiento y utilidades" (Punto 2 de la Nota Reversal de 9 de enero de 1992) adeudadas, al mes de abril del 2004 a la República del Paraguay, en 7 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, la primera de las cuales se efectivizará dentro de la primera quincena de cada mes a partir del mes de mayo de 2004 (ver Anexo I).

(c) El Gobierno de la República Argentina asume el compromiso de abonar, dentro de sus normativas vigentes, la suma de 1,75 dólares norteamericanos por cada megavatio hora generado mensualmente por la central hidroeléctrica, descontando las acreencias de YACIRETÁ con la ANDE por la compra-venta de energía, en el concepto de percepción de anticipos a cuenta de las "compensaciones por cesión de energía, territorio inundado, resarcimiento y utilidades" (Punto 2 de la Nota Reversal de 9 de enero de 1992) la cual se efectuará dentro de los 45 días siguientes al cierre de cada mes calendario comenzando con la generación correspondiente al mes de marzo de 2004.

(d) El Gobierno de la República Argentina asume el compromiso de desafectar a YACIRETÁ de los efectos que resultan de la aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía de la República Argentina N° 406/2003 por la liquidación de sus ventas al mercado argentino por intermedio de EBISA, desde el inicio de su vigencia, recomponiendo las acreencias por su impacto hasta el presente, antes del mes de setiembre de 2004 (ver Anexo II).

(e) Realizar las gestiones que permitan garantizar, en el menor plazo posible, ya sea por los ingresos directos por pago de la energía generada, o mediante cualquier

otro mecanismo de financiación, la disponibilidad de fondos que permita la ejecución de todas las obras y acciones previstas en el Plan de Terminación de YACIRETÁ, así como el cumplimiento de las obligaciones de la Entidad Binacional YACIRETÁ previstas en el Tratado y sus normas complementarias.

- (f) Realizar todas las gestiones necesarias para lograr la reestructuración de la deuda de la Entidad Binacional YACIRETÁ con el objeto de viabilizar su cancelación, en un plazo razonable y en un marco operativo de rentabilidad que beneficie a ambos países.
- (g) Realizar todas las gestiones necesarias para que en un plazo no mayor a 60 días, la Entidad Binacional YACIRETÁ formalice contratos de compraventa de la energía generada con las entidades compradoras (ANDE y EBISA), en el marco de lo establecido en el Tratado y las Notas Reversales.
- (h) Realizar las gestiones necesarias para implementar los mecanismos que permitan establecer una conducción igualitaria entre los representantes de ambos países en la Entidad Binacional YACIRETÁ.
- (i) Los Señores Ministros firmantes, responsables de la Coordinación Bilateral de las Altas Partes, aprueban la integración de los Grupos de Estudios Técnicos del Nivel 3 (Numeral 1 del Acuerdo del 29/12/2003); la nómina de los integrantes de cada uno de ellos, presentada por YACIRETÁ y los plazos para la presentación de los resultados de los trabajos, se acompaña como Anexo III. Los Sub Grupos de Estudios Técnicos dispondrán de un plazo de 60 días contados a partir de la fecha de suscripción de la presente, para la elevación al Grupo Negociador de las conclusiones de los estudios realizados. De no existir coincidencias, entre los representantes de ambos países, se elevarán los resultados por separado.
- (j) Los Señores Ministros firmantes, instruyen a los Directores y Consejeros de la Entidad Binacional YACIRETÁ, a adoptar todas las medidas necesarias para que se utilicen el máximo posible de los fondos disponibles en el Préstamo del BID N° 760-OC/RG, y para que aprueben en un plazo perentorio las resoluciones que sean necesarias para que:
  - (i) Se inicien las obras de "Construcción de líneas de conducción, estaciones de bombeo y Planta de Tratamiento de Líquidos Cloacales en la ciudad de Encarnación", adjudicadas mediante Resolución del Consejo de Administración N° 1489/03 del 2 de octubre de 2003, Licitación N° 263.
  - (ii) Se inicien las obras de "Construcción y ampliación de los servicios de agua potable y Alcantarillado Sanitario de la ciudad de Encarnación, Zona Sur", adjudicadas mediante Resolución del Consejo de Administración N° 1481/03 del 14 de agosto de 2003, Licitación N° 265.
  - (iii) Se inicien las obras de construcción de 329 viviendas e infraestructura en Carmen del Paraná, adjudicadas mediante Resoluciones del Consejo de Administración N° 1490/03 al 1496/03 del 2 de octubre de 2003.
  - (iv) Se adjudique la Licitación N° 266 para la construcción de las Obras de Protección del Arroyo Aguapey, Etapa I.
  - (v) Se apruebe la precalificación y adjudicación de la Licitación N° 292 para la construcción de las Obras de Protección del Arroyo Aguapey, Etapa II.

- (vi) Se defina el esquema de Fiscalización de las obras.
- (k) Los Señores Ministros firmantes instruyen a los Directores y Consejeros de la Entidad Binacional YACIRETÁ a adoptar todas las medidas necesarias para la elevación parcial del nivel de operación del embalse en el menor tiempo posible.
- (l) Comprometer los mejores esfuerzos para llegar a acuerdos sobre los temas listados en el Acta del 29/12/03 antes del 30/08/04.

Dicho acuerdo supone un avance sustancial respecto de la situación precedente. Indica además el compromiso firme de Argentina en cuanto a hacer de YACIRETÁ una entidad rentable. Sin embargo, deja sin resolver por el momento el problema de la reestructuración de la deuda de YACIRETÁ con la misma Argentina.

7.14 Por fin, en cuanto al régimen financiero de YACIRETÁ.

- (a) La financiación de YACIRETÁ proviene de las aportaciones de capital social de las partes, la ANDE y A y EE (actualmente, el MRECIC), y de financiación ajena (artículos VIII y IX del Tratado).
  - (i) YACIRETÁ se constituyó con un capital social de 100 millones de dólares de EEUU aportados por partes iguales por la ANDE y por A y EE. En particular, en relación a la ANDE, el Gobierno de Argentina otorgó a la misma un crédito por importe de 50 millones de dólares de EEUU, al 6 por ciento de interés anual, cuyos intereses se capitalizaban durante los primeros ocho años, garantizado en parte por las utilidades que la ANDE obtuviere de YACIRETÁ (12 por ciento del capital, actualizado de acuerdo con una cláusula de estabilización), para que la ANDE pudiera realizar su aportación (Nota Reversal de 3 de diciembre de 1973). El Gobierno de Brasil instrumentalizó dicho crédito a través del Banco de la Nación Argentina (Nota Reversal de 27 de julio de 1976).
  - (ii) En cuanto a la financiación ajena, está constituida fundamentalmente por deuda con Argentina.
- (b) De acuerdo con el artículo XII del Tratado de YACIRETÁ, las Altas Partes Contratantes se comprometieron, entre otros, a: no aplicarán impuestos, tasas y préstamos compulsorios, de cualquier naturaleza, a la YACIRETÁ y a los servicios de electricidad por ella prestados; no aplicarán impuestos, tasas o contribuciones de cualquier naturaleza, sobre las utilidades de YACIRETÁ y sobre los pagos y remesas efectuados por ella a cualquier persona física o jurídica, siempre que los pagos de tales impuestos, tasas y contribuciones sean de responsabilidad legal de la YACIRETÁ. Igual que como hemos comentado en relación con ITAIPU, en caso de que en el futuro MERCOSUR avance hacia la integración de sus mercados energéticos, esté régimen de exención plantearía problemas de distorsión de la competencia.

## **8 El régimen especial**

- 8.1 En España y en la Unión europea, se distingue entre el régimen ordinario y el régimen especial. El régimen especial comprende la cogeneración de alta eficiencia energética y las energías renovables (mini-hidráulica, eólica, residuos, mareomotriz o fotovoltaica), siempre que se trate de instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia instalada inferior a un determinado valor, en España igual o inferior a 50 MWh.

- 8.2 Las razones que en Europa (también en EEUU) han llevado a promover el régimen especial son fundamentalmente las siguientes: (i) proteger el medioambiente mediante la producción de energía eléctrica con tecnologías no contaminantes; y (ii) garantizar un suministro eléctrico de calidad (exposición de motivos del real decreto 436/2004). En este sentido, la energía producida por las instalaciones en régimen especial bien se despacha a la red para completar la producción en régimen ordinario, bien se suministra directamente a los consumidores.
- 8.3 Se trata de instalaciones cuyo rendimiento es inferior al de otras tecnologías, como la energía nuclear, centrales hidráulicas, plantas de ciclo combinado (CCGT), plantas de carbón, etc. Por ello, se hace necesario establecer una legislación específica que establece especialidades económicas y jurídicas de diverso orden con el objeto de fomentar la construcción y explotación de dichas instalaciones. Dichos incentivos pueden consistir, entre otros, en: exenciones fiscales, obligaciones de compra obligatorias por los distribuidores, establecimiento de tarifas de venta reguladas por encima de los precios de mercado, pago de primas, incentivos y complementos, u otras. Dicho régimen de incentivos, en particular en el caso Español, se ha ido modificando por Real Decreto 2377/1994, real decreto 2818/1998, real decreto 841/2002 y real decreto 436/2004, con el objeto de adaptarlo a las circunstancias concretas del mercado, desarrollo tecnológico de las tecnologías aplicables a las instalaciones en régimen especial y desarrollo de la producción en dicho régimen. Así, el último texto que ha entrado en vigor, el real decreto 436/2004, establece una serie de incentivos con el objeto de que las instalaciones en régimen especial abandonen el mercado a tarifa regulada y pasen a comercializar su producción directamente en el mercado libre.
- 8.4 En el caso de Paraguay, el régimen especial podría cumplir dos funciones diversas: (i) por un lado, en aquellas zonas más desarrolladas del país y con suministro proporcionado por la ANDE, el régimen especial podría cumplir los mismos fines que en Europa, esto es, proteger el medioambiente mediante la producción de energía eléctrica con tecnologías no contaminantes y garantizar un suministro eléctrico de calidad; y (ii) en aquellas zonas del país sin suministro eléctrico debido a su bajo consumo y lejanía de las redes de transporte de la ANDE que hace inviable económicamente, y técnicamente, extender las redes de transporte hasta dicho lugar, podría servir como un mecanismo alternativo para garantizar el suministro de energía eléctrica.
- 8.5 De hecho, existe un interesante informe del Ingeniero D. Guillermo López Flores, de mayo de 2002, titulado "Electrificación rural descentralizada mediante energía renovable", redactado para el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, Vice-Ministerio de Minas y Energía, en el marco del programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD). El informe contiene un estudio comprensivo de los distintos aspectos implicados, tales como el marco legal, los agentes del sector con particular referencia al papel de la ANDE, la competencia regulatoria, aspectos técnicos, aspectos financieros y análisis de regulación en otras jurisdicciones (Argentina, Brasil, Australia, República Popular China, India, Indonesia, Israel, Kenia, República de Korea, Sudáfrica y Tailandia) y termina proponiendo un programa de actuaciones, incluido presupuesto.
- 8.6 En el contenido relativo al marco regulatorio de dicho informe, pueden destacarse:
- (a) Hay que distinguir entre servicios públicos, de competencia del Estado que puede prestarlos directamente o por medio de concesión, y servicios de interés general, que pueden ser explotados por los particulares en virtud de permiso o licencia

(página 5). La distribución de energía sería un servicio público y la generación y transmisión serían servicios de interés general. En este sentido, un sistema de energía rural descentralizado podría entenderse como servicio de interés general y ser explotado por particulares (página 6).

- (b) Existen distintas instancias del Estado con competencia para la provisión de los servicios públicos, incluido el de electricidad, el Gobierno, el Ministerio de Obras Públicas y Comercio, los Gobiernos Departamentales y la ANDE, lo cual puede tener como consecuencia conflictos de competencias entre dichas instancias (páginas 6 y 7). En particular, las competencias de los Gobiernos Departamentales derivan de los artículos 158 y 163 de la Constitución, y de los artículos 18 y 46 de la Ley Orgánica del MOPC. El artículo 163 establece que: “Es de competencia del gobierno departamental: coordinar sus actividades con las de las distintas municipalidades del departamento; organizar los servicios departamentales comunes, tales como obras públicas, provisión de energía, de agua potable y los demás que afecten conjuntamente a más de un Municipio, así como promover las asociaciones de cooperación entre ello.”
- (c) La ANDE tiene un monopolio del abastecimiento eléctrico, que comprende la generación, la transmisión y la distribución. Así se derivaría de los artículos 5, 6, 7 y 64 de la ley 966/64, fundamentalmente del artículo 64 (página 18). Sin embargo, el artículo 107 de la Constitución consagra el derecho a la libre competencia en el mercado y a la par, prohíbe la creación de monopolios, precepto que obliga al Gobierno, que no podría mantener el monopolio a favor de la ANDE (página 18).

8.7 Dichas consideraciones resultan muy interesantes, si bien, creemos necesario introducir algunas matizaciones.

- (a) La distinción entre servicio público y servicio de interés general es esencial y está ligada con el modelo de Estado. En principio, puede sostenerse que la energía no sea un servicio público, sino un servicio de interés general. En las legislaciones occidentales, se entiende como servicios públicos aquellos que por su naturaleza implican el ejercicio de potestades como la defensa nacional, la justicia, el orden público, etc., y por tanto deben estar reservados a la Administración. La energía se suele considerar más bien como un servicio de interés general, de modo que el Estado sí tiene la obligación de garantizar su prestación, promoviendo la iniciativa privada o supliendo su falta. En definitiva, este es el motivo por el que se constituyó la ANDE que no es otro que suplir la falta de iniciativa privada o su insuficiencia y garantizar la prestación del servicio. La técnica jurídica del servicio de interés general, permite establecer una regulación estatal del servicio, incluidas tarifas máximas, por razón del interés general. Asimismo, dentro de la Unión Europea, en aquellas circunstancias donde la prestación del servicio no resulta económicamente viable, por ejemplo, suministro de electricidad a poblaciones aisladas, se recurre a la técnica de establecer obligaciones concretas de servicio público, lo que permite convocar concursos públicos para la concesión de la prestación de dichos servicios públicos, estableciendo subvenciones por parte de la Administración.
- (b) En relación con la competencia de los gobiernos departamentales, cabrían otras interpretaciones, menos convenientes a efectos de fomentar el desarrollo de las energías renovables, pero igualmente sostenibles y ante las que hay que estar pertrechado con argumentos. Podría defenderse que dicha competencia se extendería a la organización de la provisión de energía que afecte a más de un Municipio. Es decir, se trataría de una labor de organizar dicha provisión, es decir,

de contratarla, cuando sean varios los Municipios afectados. El fundamento de dicha competencia no estaría en tratarse de un servicio público, sino la gestión centralizada de determinados servicios cuando se refieren a varias entidades locales municipales.

- (c) Sin perjuicio de estar de acuerdo con la argumentación constitucional expuesta en relación con el monopolio de la ANDE, lo cierto es que como hemos argumentado en un epígrafe precedente, el artículo 64 puede interpretarse en el sentido de establecer únicamente un monopolio sobre el abastecimiento público, debiendo entenderse por tal, el abastecimiento a las Administraciones públicas y alumbrado público. Asimismo, abastecimiento sería únicamente el suministro a consumidores, sin englobar la generación y el transporte.

8.8 Finalmente, el informe propone el desarrollo de las siguientes actividades en relación con el marco regulatorio:

- (a) En la nueva ley de marco regulatorio del sector eléctrico, en proyecto desde hace años por parte del gobierno:
  - (i) elaborar e introducir lo referente a las energías renovables en general y a la electrificación de áreas dispersas en particular;
  - (ii) el marco regulatorio deberá prever una definición precisa de la competencia del Estado para regular y fiscalizar que sí le debe ser exclusivamente atribuida, con indicación clara de la entidad que asumirá dicha competencia;
  - (iii) si el Estado continuara la prestación del servicio, deberá delimitarse la competencia: a) del Estado Nacional, b) de los Gobiernos Departamentales, y c) de las Municipalidades separando claramente – en el caso de energía eléctrica – la producción o generación, de la transmisión y distribución;
  - (iv) eliminar la figura del monopolio (en la legislación no existe una sola norma constitucional que le imponga al Estado el monopolio de la prestación del servicio lo que implica que los servicios puedan ser prestados tanto por el Estado, como ahora ocurre, cuanto por la empresa privada);
  - (v) la nebulosa jurídica desincentiva la participación privada y por lo tanto se debe suprimir (o introducir un resquicio) el monopolio legal que ostenta la ANDE en la explotación del suministro eléctrico.
- (b) Introducir las modificaciones necesarias y apropiadas en las leyes y reglamentos que rigen el funcionamiento de los organismos públicos asociados con el desarrollo rural: ANDE, IBR, BNF, FDI, Gobernaciones y Municipios. En general, las instituciones del sector energía, agricultura, educación y salud deben trabajar juntos para promover la tecnología las tecnologías renovables, y crear mercados sustentables para estas tecnologías.
- (c) Gestión de tratamiento impositivo favorable y especial para equipos y sistemas relacionados con las energías renovables en general.
- (d) Creación y funcionamiento de la autoridad nacional del Mecanismo de Desarrollo Limpio y desarrollo de una política de estado para aprovechar plenamente las oportunidades que abre el mercado del carbono. Esto se requiere cuanto antes

pues el desarrollo y fortalecimiento de las instituciones y las capacidades específicas, sólo se logra a través de un proceso gradual de construcción.

- (e) El país cuenta con una oferta potencia de servicios ambientales de mitigación de gases de efecto invernadero muy importante que podría ofertar en dicho mercado, sobre todo en el sector cambio de uso del suelo y forestal, pero no cuenta con un sistema estructurado de estrategias nacionales, políticas de estado, proyectos y capacidades técnicas e institucionales adecuadas que le permitan, de una sola vez, insertarse en el mercado del carbono, en correspondencia con las características específicas y las exigencias de éste.

- 8.9 Dos ideas son fundamentales: (i) la necesidad de establecer un marco regulatorio específico que de seguridad y permita el desarrollo de proyectos en el campo de las energías renovables; y (ii) la necesidad del impulso público que, directamente o indirectamente, promueva el desarrollo de dichos proyectos.

## **9 Proyectos de ley**

- 9.1 En los últimos años, el Gobierno del Paraguay ha encargado la redacción de dos proyectos de ley del sector eléctrico, proyectos de 1999 y 2000, si bien, en ninguno de los dos casos, el borrador final del proyecto fue remitido al Parlamento para su aprobación. Se trata de dos proyectos ya descartados por lo que no vamos a entrar en su análisis concreto. Esto sí, su existencia pone de manifiesto cuando menos el interés de las autoridades y de los agentes del sector de introducir modificaciones el marco jurídico vigente en el sector de la electricidad con el objeto de mejorar su funcionamiento. Asimismo, su falta de implementación pone igualmente de manifiesto, la dificultad de definir un nuevo marco jurídico que obtenga el consenso suficiente de la autoridad y los agentes del sector, de modo que pueda ser razonablemente implementado.

- 9.2 Recientemente, por parte de los agentes del sector, se ha redactado un borrador de ley “De la producción Independiente de Energía Eléctrica (PIEE)”, que merece un análisis detallado.

- (a) El borrador regula las actividades de la producción independiente de energía eléctrica, que incluye la Generación Eléctrica Hidráulica (producción de energía eléctrica en plantas hidráulicas mayores que 2 MW), la Generación Eléctrica No-Hidráulica (gas natural; la energía eólica; la energía solar, la utilización de biomasa, células de combustible o cualquier otra forma de energía no convencional) y la Generación Hidroeléctrica Menor (plantas hidráulicas con potencia de 2 MW o inferior), que podrá ser ejercida por personas físicas domiciliadas en el país o jurídicas constituidas bajo las leyes paraguayas, con sede y administración en el país (artículos 2 y 3).

- (b) Se prevé la constitución de un autoridad de Aplicación, que se denominaría Consejo Nacional de la Producción Independiente de Energía (CONAPIE), integrado por los Ministros de Obras Públicas y Comunicaciones, de Industria y Comercio, de Hacienda, Relaciones Exteriores y Secretaria Técnica de Planificación, bajo la coordinación del primero. CONAPIE designaría su Unidad Técnica Ejecutiva presidida por el representante del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones e integrada por representantes de la ANDE y del Gabinete del Viceministro de Minas y Energía y establecerá su Reglamento Interno. La Autoridad de Aplicación tendría, entre otras, las siguientes atribuciones: conceder Licencias; recibir y dar trámite a las propuestas de la ANDE para la realización de

Licitaciones de Riesgo Compartido para la generación de electricidad basado en los recursos hidráulicos mayores a 2 MW; verificar el cumplimiento de las normas relativas al transporte de energía, de acuerdo a lo establecido en la presente Ley y en las reglamentaciones técnicas y operativas exigidas por la ANDE para los flujos de energía eléctrica en el SIN (Sistema Interconectado Nacional); dirimir en instancia administrativa los conflictos que se susciten entre las partes en los contratos de transporte de energía eléctrica; elaborar el Reglamento de la presente Ley en un plazo no mayor a seis meses (artículo 4).

- (c) La producción independiente de energía eléctrica requerirá de una Licencia otorgada por la Autoridad de Aplicación. El solicitante deberá presentar, entre otra documentación, "Carta de intención de compra de la energía eléctrica del exterior o de la ANDE" (artículo 9(h)). La Autoridad de Aplicación evaluará el proyecto presentado por el solicitante, requerirá Informe a la ANDE, y a la COMIGAS (cuando la generación de energía eléctrica está basada en el uso del gas natural), que dictamine favorablemente sobre la consistencia del proyecto con los planes y políticas sectoriales, y se pronunciará mediante resolución fundada dentro del plazo de sesenta días. La Licencia será Provisoria si el proyecto requiere el servicio de transporte de ANDE, en cuyo caso, el licenciatario deberá presentar el contrato de transporte suscrito con la ANDE (artículo 10). Seguidamente, la Autoridad de Aplicación y el Licenciatario suscribirán el denominado Contrato de Licencia (artículo 11).
- (d) El borrador regula el denominado Contrato de Riesgo Compartido, contrato suscrito entre la ANDE, como poseedora de los derechos preferenciales de explotación del recurso hidráulico y la persona física o jurídica dispuesta a invertir en el emprendimiento conjunto, que determina la participación de ambos en la sociedad creada para la generación eléctrica a partir de recursos hidráulicos, en plantas mayores de 2 MW. Dichos contratos seán adjudicadas por licitación pública internacional (artículo 12.1). El contrato podrá realizarse bajo la forma más adecuada a la naturaleza del proyecto, incluyendo pero no limitado a: COT (Construcción - Operación - Transferencia), CDT (Construcción - Dominio - Transferencia), CDOT (Construcción - Dominio - Operación - Transferencia) y CLT (Construcción - Locación - Transferencia). Cualquiera sea la modalidad del contrato, deberá prever la reversión de las obras e instalaciones a favor del Estado Paraguayo (¿la ANDE?) al término de su vigencia (artículo 13).
- (e) El borrador regula igualmente el transporte de electricidad.
  - (i) La ANDE pondrá en condiciones de libre acceso y sin discriminación a disposición de los productores independientes, la capacidad disponible de sus instalaciones de transporte de energía a fin de facilitar la interconexión internacional a dichos productores (artículo 14).
  - (ii) El precio base mensual del transporte será establecido en US\$ 0.01 por cada kilómetro y por megawatt - hora (MWh) contratado, con prescindencia del uso efectivo que haga el contratante. Este precio será ajustado cada dos (2) años, conforme a la fórmula del Anexo I. La ANDE podrá variar en hasta 20% en más o en menos el precio base tomando en cuenta el mayor o menor uso de la línea. ANDE podrá fijar precios base diferenciados de acuerdo al horario en que se realice el transporte de energía eléctrica.
  - (iii) Si la capacidad total de transporte solicitada por interesados en una determinada instalación de transporte de la red de ANDE supera el 20% de

la capacidad disponible o cuando el plazo del contrato propuesto sea superior a 3 años, la ANDE procederá a un concurso de precios entre los interesados inscritos para la utilización de una misma instalación de la red de transporte. El adjudicatario tendrá derecho a reservar dicha capacidad por un periodo de hasta tres años, pagando en concepto de compensación no reembolsable por reserva, una suma mensual equivalente al 20 % del precio del contrato de transporte contratado (artículo 17).

(iv) En caso de que ANDE no disponga la suficiente capacidad para el transporte solicitado y se requiera el refuerzo, la ampliación de la capacidad de las instalaciones existentes o la construcción de nuevas instalaciones, el interesado pagará a ANDE el costo de dichas obras adicionales. ANDE reembolsará al solicitante el valor recibido, mediante descuentos del cincuenta por ciento (50 %) en las facturas del servicio de transporte, hasta quedar resarcido del precio de la inversión y de las cargas financieras que no podrán ser superiores a la Tasa Libor publicada en el *International Financial Statistics* del Fondo Monetario Internacional, capitalizada anualmente (artículo 18).

(v) Sí se requiera la construcción de nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, en determinadas zonas donde la ANDE manifieste específicamente no estar interesada en la propiedad de una determinada instalación, o cuando la planta generadora del Productor Independiente requiera de su propia instalación de transporte para acceder al SIN de la ANDE, el solicitante podrá construir su propia línea de transmisión, bajo padrones aprobados por ANDE, la cual gestionará la servidumbre de electroducto y fiscalizará la construcción de la obra. Todos los gastos en que incurra la ANDE con respecto a estos trabajos serán reembolsados por el interesado. Los propietarios de dichas líneas pondrán la capacidad excedente de su red a disposición de la ANDE, en primer lugar y de terceros, en las mismas condiciones de precio que las ofrecidas por la ANDE (artículo 19).

(f) Los Productores Independientes de Energía Eléctrica que operen como Cogeneradores o Autogeneradores percibirán por la energía eléctrica entregada a la red pública a la que estén conectados un monto no superior al resultante de la aplicación de la Tarifa de Referencia equivalente al 70% (setenta por ciento) de la tarifa prevista en el Pliego Tarifario de la ANDE correspondiente a la categoría y la modalidad de suministro del cogenerador o autogenerador (tensión, potencia, energía, horario de punta o fuera de punta). Tratándose de Suministro Interruptible, se aplicará como máximo el 60% (sesenta por ciento) de dicha Tarifa de Referencia (artículo 22).

9.3 Dicho borrador podría constituir una herramienta de trabajo muy útil, pero creemos que es preciso todavía continuar reflexionado sobre su contenido.

(a) El borrador está orientado de cara a regular un proyecto de construcción y explotación de una planta de producción de energía eléctrica de ciclo combinado mediante la obtención de licencia, o de una central hidráulica mediante la constitución de una sociedad común con la ANDE, y en ambos casos, para exportar la energía eléctrica producida. Dicho proyecto se puede desarrollar con el actual marco legal, sin necesidad de una nueva regulación. Por ello, cualquier nueva regulación debería tener como objetivo eliminar obstáculos que dificulten el

desarrollo de dichos proyectos. En este sentido, se echan en falta dicho tipo de disposiciones.

- (b) En relación con la regulación de CONAPIE sería conveniente reflexionar al menos sobre dos aspectos.
- (i) CONAPIE está configurado como una figura híbrida entre un Ministerio de Energía y un ente regulador. Así, CONAPIE está integrado por los Ministros de Obras Públicas y Comunicaciones, de Industria y Comercio, de Hacienda, Relaciones Exteriores y Secretaria Técnica de Planificación, es decir, como un órgano especializado del Gobierno. Asimismo, tiene atribuciones propias de la Administración, como es el otorgamiento de licencias. Por otro lado, tiene atribuciones propias de un órgano regulador, como es establecer normativa de desarrollo de la legislación sectorial, o verificar el cumplimiento de las normas relativas al transporte de energía. ¿Es conveniente dicha mezcla de roles?
- (ii) Las facultades de CONAPIE y las facultades del proyectado Ministerio o Secretaria General de Energía (otro borrador de ley redactado por el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones al que hemos hecho referencia en un epígrafe precedente), podrían resultar coincidentes.

Una posible alternativa sería reforzar el perfil de ente regulador de CONAPIE, en detrimento de su perfil de órgano integrante del Ejecutivo.

- (c) La licencia regulada en el borrador no es tal, sino una concesión. En principio, el concepto de licencia se refiere al desarrollo de actividades privadas regladas y la actividad de la Administración otorgante se reduce a confirmar el cumplimiento de los requisitos legales. Por el contrario, la concesión se refiere al desarrollo de actividades competencia de la Administración, y su otorgamiento es discrecional. Sin embargo, si se quiere fomentar un sector de generación privado, esto sólo se puede hacer mediante un sistema de licencias, que permita a los promotores privados tener seguridad sobre su independencia para el desarrollo de sus actividades.
- (d) La ANDE, de acuerdo con su Ley reguladora, la Ley 966/64, tiene capacidad jurídica y puede y de hecho celebra contratos de colaboración con empresas privadas para el desarrollo de proyectos sujetos a derecho privado. En este sentido, la regulación de la categoría del Contrato de Riesgo Compartido, sistematiza una realidad existente. La terminología elegida para designar a modo de ejemplo distintas modalidades de dichos contratos, de origen de Derecho Común, resulta extraña a la tradición jurídica del Paraguay, de Derecho Civil.
- (e) La legislación vigente en Paraguay permite el ATR. De hecho, la ANDE lo viene aplicando desde hace tiempo aunque ocasionalmente. Sin embargo, se echaba en falta la existencia de una regulación de dicho ATR y es muy oportuna su regulación. En una primera aproximación, hay una previsión que destaca especialmente y es la limitación del plazo de los contratos de transporte a un máximo de tres años, prorrogable por la ANDE si así le conviniera a esta última, por plazos de cinco años. Dichos plazos son excesivamente breves y constituyen una incertidumbre que puede impedir cualquier proyecto de inversión. Los promotores de una planta de producción de energía eléctrica, y sobre todo, los financiadores, exigirán en todo caso la garantía del ATR durante todo el tiempo de explotación útil de la planta. Sería asimismo conveniente una reconsideración de

las cláusulas sobre el precio del ATR y la retribución de las inversiones en infraestructuras (el descuento del 50% se figura escaso para la recuperación de la inversión).

- (f) El borrador incluye algunas previsiones en relación con la cogeneración y la autogeneración. En general, la política energética debería tratar de fomentar dichas actividades con los objetivos mencionados en un epígrafe precedente, obtener energía que respete el medioambiente y complementar la producción existente en régimen ordinario. Dicho fomento se articula por medio de una regulación que establece exenciones fiscales, primas, incentivos, tarifas mínimas superiores al precio de mercado y subvenciones: no olvidemos que se trata en general de tecnologías de producción más costosas que las ordinarias. Sin embargo, el borrador establece un precio para la energía excedentaria que resulta inferior al precio de mercado.
- (g) Existen numerosas cuestiones pendientes de regulación. Entre otros: no se contempla el suministro de energía eléctrica a consumidores en Paraguay; no existe una regulación sistemática de un sistema de incentivos y previsiones para promover el desarrollo de las energías renovables; no se resuelve el problema de concurrencia de competencias, Estado Departamentos, ANDE, en el sector de la electricidad; no se regula la importación de energía eléctrica; la distribución; etc.
- (h) En general, sería aconsejable sustituir la terminología inglesa, como PPA (*Power Purchase Agreement*) por terminología de más tradición en el ordenamiento jurídico del Paraguay.

Si se quiere atraer la iniciativa privada para que contribuya al desarrollo del sector energético y en particular, del sector eléctrico, es importante establecer un marco jurídico estable y claro. Sin embargo, la claridad y la estabilidad no son suficientes. Además, hace falta que dicho marco jurídico permita a la inversión privada realizar sus inversiones con autonomía, poder planificar el desarrollo de sus actividades sin decisiones discrecionales de la Administración, acceder a los mercados y obtener rendimientos.

## **SECCIÓN 2 EL SECTOR DEL GAS**

### **1 El sector del gas natural en Paraguay**

- 1.1 En la actualidad, Paraguay no consume ni produce gas natural. Existen solamente unas pocas expectativas de recursos de gas en la región del Chaco en la parte occidental del país. Sin embargo, uno de los objetivos del Gobierno paraguayo ha sido la introducción del Gas Natural importado en la matriz Energética Nacional.
- 1.2 Por ello, con la intención de busca la eficiencia en el consumo de energía de Paraguay y de reducir el impacto ambiental proveniente del consumo de energía, desde 1993 el gobierno paraguayo ha venido estudiando y negociando con los países productores de gas natural de la región las posibilidades de contar con el suministro de este combustible.
- 1.3 De acuerdo con lo expuesto, en junio de 2000, ENELPOWER, S.p.A. presentó al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones de la República del Paraguay un Estudio de Factibilidad Técnica y Económica relativo a la viabilidad técnica y

económica como iniciativa privada para la construcción de un gasoducto entre Bolivia y Paraguay, así como de una central térmica a gas de ciclo combinado, sin costo para el Estado paraguayo.

- 1.4 Posteriormente, el 16 de enero de 2001 se aprueba el Decreto 11.884 por el que se crea la Comisión Coordinadora y Promotora del Proyecto del Gasoducto e Inversiones ligadas al Gas en la República del Paraguay (COMIGAS).
- 1.5 La Ley N° 1979/2002 aprobó el Acuerdo de Alcance Parcial en el Marco de la ALADI (Asociación Latinoamericana de Integración) para el suministro de Gas Natural de la República de Bolivia a la República del Paraguay. Dicho acuerdo fue suscrito en la ciudad de Asunción, el 15 de marzo de 1994. Con este acuerdo, el Gobierno de la República de Bolivia garantiza la exportación de gas natural producido en su territorio, destinado a la República del Paraguay en los términos previstos en el propio acuerdo. Según el acuerdo, el Gobierno de la República de Bolivia no aplicará restricciones a la exportación de gas natural producido en su territorio, destinado a la República del Paraguay hasta el volumen máximo a determinarse. Por su parte, el Gobierno de la República del Paraguay no aplicará restricciones a la importación de gas natural de origen boliviano, hasta el volumen máximo a determinarse. La compra y venta de gas natural entre los dos países signatarios, estarán exentas de gravámenes, así como de cualquier otra restricción no arancelaria. Los dos países signatarios se comprometen a:
  - (a) Velar por el cumplimiento de los contratos de compra y venta y de transporte de gas natural, a ser celebrados entre los operadores de ambos países en el ámbito del presente Acuerdo y de conformidad con las legislaciones vigentes en sus respectivas jurisdicciones.
  - (b) Otorgar las autorizaciones para la construcción y operación del gasoducto entre Bolivia y Paraguay, así como para el transporte de gas natural en sus respectivas jurisdicciones. Todas las actividades inherentes a este Proyecto, realizadas en los territorios de los dos países signatarios, se regirán por las leyes y reglamentos internos respectivos y serán supervisadas por sus autoridades competentes.
- 1.6 El Acuerdo entró en vigor en la fecha de su suscripción y tiene una duración indefinida. El país signatario que desee denunciar el Acuerdo puede hacerlo una vez transcurridos veinticinco años desde su entrada en vigor, mediante comunicación escrita a la Secretaría General de la ALADI, del respectivo instrumento de denuncia. En este caso, la denuncia surtirá efecto dos años después de haberse presentado el mencionado instrumento.
- 1.7 Asimismo, en junio de 2001, la empresa brasileña Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) y la empresa italiana Snam, del Grupo ENI, firmaron en Milán (Italia), un acuerdo empresarial para la realización de un estudio de viabilidad técnica y económica del Gasoducto de la Integración (GASIN). Además, en el mencionado acuerdo participó la Agencia de Desarrollo Tietê Paraná (ADTP) que desarrolló la concepción básica del proyecto.
- 1.8 El GASIN fue concebido con una extensión aproximada de 5.250 km, dando lugar a unas inversiones de 5 billones de dólares para transportar gas natural de Bolivia y Argentina a las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste de Brasil. La idea es que, partiendo de los yacimientos del sur de Bolivia, el gasoducto pase por Argentina, donde debe integrarse en la red de gasoductos de ese país y que cuente con una ramificación para atender las necesidades de gas natural de la capital de Paraguay. En Brasil, el GASIN entraría por el Oeste del país y recorrería 3.450 km hasta Brasilia.

1.9 Uno de los aspectos favorable del GASIN es la integración energética entre varios países del Cono Sur. El proyecto involucra directamente a Brasil, Bolivia, Argentina y Paraguay, pudiendo en un futuro extenderse a Uruguay. Por lo tanto, se ajusta al espíritu de las Iniciativas para la Integración de la Infraestructura de América del Sur (IIRSA), de acuerdo con la propuesta aprobada por los presidentes de los países de la región en la Reunión de Cúpula de Brasilia (agosto de 2000). De la misma forma contribuye a las propuestas de integración económica del MERCOSUR, debatidas por los presidentes de los países miembros en la reunión de Florianópolis, en diciembre de 2000.

1.10 El inicio de la construcción del GASIN estaba previsto para 2005, pero actualmente el proyecto se encuentra paralizado.

## **2 La COMIGAS**

2.1 Como ya hemos indicado, la Comisión Coordinadora y Promotora del Proyecto del Gasoducto e Inversiones ligadas al Gas en la República del Paraguay (COMIGAS) fue creada por el Decreto 11.884 de 16 de enero de 2001. Según el propio Decreto 11.884, las funciones de la COMIGAS son el estudio, la promoción y el desarrollo de las posibilidades reales de integración energética regional en materia de producción, utilización y transporte de gas natural, el estudio, promoción y desarrollo de la demanda del uso y transporte del Gas natural en el Paraguay, así como también la negociación global de la oferta para los requerimientos dentro del país.

2.2 La COMIGAS representa al Gobierno de la República del Paraguay en todos los temas referentes al gas natural y debe elevar propuestas a consideración de las Autoridades e Instituciones pertinentes, conforme a las leyes vigentes en la materia, y requiere la autorización del Consejo Nacional de Política Económica y Financiera para todas las acciones que signifiquen compromisos o políticas a seguir en las materias para las cuales ha sido creada.

2.3 En un principio, la COMIGAS estaba constituida por los Ministros de Industria y Comercio, Hacienda, Obras Públicas y Comunicaciones y la Secretaría Técnica de Planificación. Posteriormente, con el Decreto N° 12.108 se incluye al Ministro de Relaciones Exteriores como miembro de la COMIGAS.

2.4 COMIGAS realiza sus funciones a través de un Consejo Ejecutivo y de una Unidad Técnica.

2.5 El Consejo Ejecutivo está compuesto por los representantes designados por los Ministros que integran la COMIGAS y está presidido por un Coordinador General designado de común acuerdo entre todos los miembros de la COMIGAS. Este Consejo Ejecutivo tiene las siguientes funciones:

- (a) Disponer la realización de los estudios, proyectos e investigaciones concernientes a la diversificación energética del país y la inserción del gas natural.
- (b) Analizar y aprobar los estudios, proyectos e investigaciones realizados por la Unidad Técnica.
- (c) Iniciar gestiones de divulgación y consultas de interés en el sector privado con relación a los proyectos de inversión que los estudios recomienden.

- (d) Proponer a la COMIGAS las líneas de acción recomendadas resultantes de dichos estudios, para que ellas, con su previo consentimiento, las eleve a su vez a la consideración de las autoridades e instituciones pertinentes, conforme a las leyes vigentes.
  - (e) Elevar a la COMIGAS los pedidos para obtener autorización del Consejo Nacional de Política Económica y Financiera para llevar adelante cualquier acción que implique compromisos o políticas a seguir en la materia específica.
  - (f) Requerir información y datos estadísticos, necesarios para los estudios desarrollados por la Unidad Técnica, de los organismos del Estado relacionados con el sector energético, económico y ambiental, los que estarán obligados a proporcionarlos a solicitud de la COMIGAS.
  - (g) Realizar todos los actos que la COMIGAS le encomiende para el debido cumplimiento de sus fines.
- 2.6 La Unidad Técnica está presidida por el Coordinador General y compuesta por Funcionarios Técnicos Comisionados. Sus funciones son las siguientes:
- (a) Estudiar las opciones y oportunidades que se ofrecen al país en materia de diversificación y complementación energética, especialmente en lo relativo a la inserción del gas natural, en el contexto de la integración regional y de la sostenibilidad ambiental.
  - (b) Identificar las alternativas más convenientes de inserción del gas natural en el abastecimiento energético de Paraguay, en los niveles de producción, transporte y utilización.
  - (c) Formular los distintos escenarios de desarrollo económico y consecuentes grados posibles relativos al empleo y sustitución de productos energéticos con la intención de identificar y proyectar la probable participación del gas natural en la demanda energética global.
  - (d) Analizar las mejores opciones de suministro, transporte y utilización de gas en función de los requerimientos del mercado nacional y eventuales transacciones. Comparar con opciones de exportación de energía eléctrica a ser generada en Paraguay con gas natural importado o de producción paraguaya (Maquila Eléctrica).
  - (e) Establecer contactos, auscultar interés de productores e inversionistas y especificar las condiciones básicas de licitación y negociación que permitan concretar la mejor combinación de suministro, transporte y utilización de gas natural identificada en los estudios.
  - (f) Preparar Condiciones Generales, Términos de Referencia y Pliegos de Convocatoria de Interesados destinados a la obtención y selección de propuestas consideradas convenientes para el Gobierno Nacional.
  - (g) Elevar a la COMIGAS la evaluación y análisis de las propuestas seleccionadas con los comentarios y recomendaciones pertinentes.
  - (h) Conducir el cierre de la negociación de los términos contractuales, una vez decidida por la COMIGAS la selección final de la mejor opción.

- (i) Conformar una base de datos relativa a las alternativas factibles de abastecimiento de gas natural u otras fuentes renovables para satisfacer la demanda energética nacional.
- (j) Representar, a través de sus miembros, a la COMIGAS en los foros, seminarios, simposios o conferencias nacionales e internacionales sobre la materia energética.
- (k) Realizar todas las demás tareas que la COMIGAS le encomiende para el cumplimiento de sus fines.

### **3 La ley 1948/2002 de Transporte por Ductos**

3.1 La actividad de transporte de gas por gasoductos está regulada por la Ley N° 1948/2002 de Transporte de Gas por Ductos. Dicha Ley fue aprobada un con una serie de objetivos:

- (a) Preservar el interés nacional.
- (b) Promover el desarrollo, ampliar el mercado de trabajo y ofrecer alternativas energéticas.
- (c) Proteger los intereses del consumidor nacional y mayorista en cuanto a precio, calidad y continuidad de suministro.
- (d) Proteger el medio ambiente y promover la conservación de energía.
- (e) Fomentar, en bases económicas, la utilización del gas natural.
- (f) Identificar soluciones adecuadas para el suministro energético a las diversas regiones del país, teniendo en cuenta el mercado energético regional.
- (g) Promover la libre competencia.
- (h) Atraer inversiones en el desarrollo de proyectos energéticos.
- (i) Ampliar la competitividad del país en el mercado internacional.
- (j) Impulsar el crecimiento de la oferta energética global de la región económica y geográficamente integrada con la República del Paraguay.

3.2 La actividad de transporte es regulada y fiscalizada por el Estado de acuerdo con lo establecido en la propia Ley N° 1948/2002 y puede ser ejercida, mediante concesión, por empresas constituidas bajo las leyes paraguayas, con sede y administración en Paraguay.

3.3 Esta Ley reconoce que la importación y/o exportación de gas natural se realizará libremente. El transporte de gas natural debe ser realizado por personas físicas o jurídicas de derecho privado, a las que el Ente Nacional Regulador del Gas Natural haya habilitado mediante el otorgamiento de la correspondiente concesión, en virtud del régimen de Otorgamiento de Concesiones establecido por la ley 1948/2002. En el caso de los derechos de transporte otorgados por ley, como el de PETROPAR y el de los concesionarios de explotación de hidrocarburos, se deberá suscribir un Contrato Especial de Concesión de Transporte, de modo que los concesionarios de explotación de hidrocarburos sólo pueden hacer uso del derecho subsidiario de transporte cuando

se trate de proyectos vinculados a la producción de sus áreas de concesión en fase de explotación. El plazo de la concesión de transporte es de 30 años.

3.4 Según la propia Ley 1948/2002 el contrato de Concesión debe de regular una serie de materias concretas:

- (a) Un régimen tarifario basado en los criterios que establece la ley, incluyendo garantías contractuales y las fórmulas de ajuste.
- (b) El régimen de garantías a otorgar por el prestador concesionario.
- (c) La responsabilidad que se le puede exigir al prestador del servicio en relación con la preservación del medio ambiente.
- (d) Un régimen de calidad de servicio que permita controlar al prestador del servicio con parámetros objetivos y sin que la autoridad concedente o el Poder Ejecutivo se vean afectados por la responsabilidad derivada de gestión empresarial propia de la empresa prestataria.
- (e) Un régimen de penalidades, que no debe afectar a las tarifas, por el incumplimiento de las normas de continuidad y calidad de los suministros.
- (f) La obligación del transportista de permitir, previa reserva de carga hecha con un año de antelación y mediante el pago de un peaje regulado, el acceso no discriminatorio de consumidores nacionales y consumidores mayoristas a hasta el 10% (diez por ciento) de su capacidad nominal inicial de transporte, de acuerdo a los términos de la ley y de su normativa de desarrollo.
- (g) El derecho al uso y ocupación del suelo, subsuelo y espacio aéreo de calles, plazas, caminos, puentes, ríos y demás bienes del dominio público, para construir gasoductos y ubicar otras instalaciones vinculadas con el transporte de gas natural. Las gobernaciones y los municipios no podrán cobrar por este uso. Estos derechos se ejercerán de modo que no impidan o perjudiquen el uso principal de los bienes ocupados y de otras instalaciones de servicios públicos y se cumplan las ordenanzas municipales.
- (h) El derecho a cobrar de la autoridad que disponga el cambio los gastos que ocasione al prestatario la reubicación y modificación de las instalaciones, cuando el Estado, las gobernaciones o los municipios necesiten ejecutar obras en los mismos lugares de dominio público en que el prestador del servicio tenga instalaciones. La reubicación o modificación también puede ser justificada por razones de índole ambiental y estética.
- (i) El derecho a remover los pavimentos de calzadas y aceras de las vías públicas para la ejecución de los trabajos relacionados con el cumplimiento de sus servicios, debiendo reponerlos o hacerse cargo del coste de reposición, en condiciones iguales o mejores a las que se encontraban. Asimismo, el derecho de efectuar el corte de los árboles plantados en áreas de dominio público y predios colindantes hasta una distancia considerada razonable por el Ente Regulador, cuando impliquen un peligro para los gasoductos.
- (j) El derecho de obtener sobre bienes del dominio privado las servidumbres necesarias para la prestación del servicio habilitado.

- (k) Las causas de caducidad y revocación, que deberán estar asociadas a la no ejecución de condiciones previstas en el contrato, tales como la construcción de instalaciones en determinados plazos, inicio de la prestación de servicios o el grave incumplimiento del Contrato de concesión, sin que se hubiere puesto remedio a tal situación de acuerdo con el procedimiento establecido en el respectivo Contrato.
  - (l) Las atribuciones del Estado y sus organismos en materia de inspección y fiscalización, y cualquier otra inherente a la policía del servicio.
  - (m) El cronograma de inversiones inherentes al Contrato de concesión.
  - (n) Las causas de suspensión definitiva de la concesión.
  - (o) la identificación de las instalaciones que integran el sistema de transporte.
  - (p) La obligación del prestador del servicio de realizar las inversiones de mantenimiento y reposición de las instalaciones necesarias para prestar el servicio en condiciones adecuadas de calidad.
- 3.5 La Ley 1948/2002 reconoce que en ningún caso, inclusive en el del derecho subsidiario de transporte de los concesionarios de explotación, el otorgamiento de una concesión del servicio de transporte de gas natural podrá garantizar al concesionario exclusividad en relación con un área geográfica. La regulación atinente a su expansión deberá incorporar la mayor competencia. Además, la Ley prevé que las concesiones puedan obligar a los transportistas a extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio, siempre que puedan recuperar, mediante tarifas, el monto de sus inversiones.
- 3.6 En cuanto a las tarifas, la Ley 1948/2002 establece que la tarifa de gas natural a los consumidores nacionales y consumidores mayoristas será el resultado de la suma de:
- (a) El precio de gas natural de hidrocarburos en el punto de ingreso al sistema de transporte.
  - (b) La tarifa de transporte;
  - (c) Los tributos aplicables por Ley.
- 3.7 La Ley también tiene previsto que en el curso de la concesión, las tarifas de transporte expresadas en Dólares de los Estados Unidos de América, se ajusten de acuerdo con una fórmula elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejan los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores:
- $$FA = 1 + 0,40Vig + 0,40 Vcp$$
- donde
- FA**= Factor de Ajuste Anual
- Vig**= Variación porcentual sobre cien del Índice Medio Anual del "Industrial Goods", en los Estados Unidos de América, correspondiente al año a ser ajustado, publicado en la "International Financial Statistics", del Fondo Monetario Internacional, y relativo al mismo Índice Medio del año anterior.

**Vcp=** Variación porcentual sobre cien del Índice Medio Anual del "Consumer Prices" de los Estados Unidos de América, correspondiente al año a ser ajustado, publicado en el mencionado documento del Fondo Monetario Internacional, relativo al mismo Índice Medio del año anterior.

- 3.8 Los transportistas pueden reducir total o parcialmente la rentabilidad contemplada en sus tarifas máximas, pero en ningún caso pueden dejar de recuperar sus costes. Además, en ningún caso, los costes atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores.
- 3.9 Las concesiones pueden ser otorgadas mediante alguno de los siguientes procedimientos:
- (a) A solicitud del interesado mediante la presentación por parte del interesado de la solicitud de concesión. Las empresas interesadas deben estar debidamente representadas en el país y probar su solvencia técnica y económica en el ramo de la industria del gas natural.
  - (b) Por derecho subsidiario de transporte otorgado por ley a los concesionarios de explotación de hidrocarburos en el país.
  - (c) Por derecho otorgado por ley a la empresa estatal PETROPAR.
- 3.10 Asimismo, la Ley 1948/2002 establece un sistema de servidumbres de gasoducto que los concesionarios de transporte de gas natural por ductos pueden solicitar dentro de las Franjas de Dominio de Rutas Internacionales, Nacionales y Departamentales y que serán autorizadas previa aprobación de los planos y especificaciones técnicas y de seguridad. En estos casos, el concesionario está obligado a pagar un canon a favor del poder concedente equivalente al 2% (dos por ciento) del valor de las transacciones realizadas por el concesionario a la tarifa establecida para el servicio de transporte de gas natural objeto de la concesión.
- 3.11 Para la constitución de servidumbres en propiedades de dominio público, es necesaria la autorización del Poder Ejecutivo o de la municipalidad respectiva, según corresponda. El propietario del predio afectado por una servidumbre tiene derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta:
- (a) El valor de la tierra en condiciones óptimas en la zona donde se encuentre el inmueble, anterior a la constitución de la servidumbre.
  - (b) La aplicación de un coeficiente de restricción que atienda el grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije el Ente Regulador.
- 3.12 En ningún caso se prevé abonar indemnización por lucro cesante, valor afectivo, valor histórico ni panorámico, salvo acuerdo entre las partes.
- 3.13 En cuanto a la extinción de la servidumbre, hay que decir que una vez transcurridos dos años desde la anotación preventiva en la Dirección General de los Registros Públicos sin que se hubiere constituido definitivamente la servidumbre, se extinguirá la afectación de pleno derecho. La servidumbre caduca por alguna de las siguientes razones:

- (a) Falta de pago de las indemnizaciones correspondientes al propietario del predio
  - (b) Si no se hace uso de ella mediante la ejecución de las obras previstas, en un plazo de tres años, computados desde su constitución definitiva. Vencido dicho plazo, el propietario del predio podrá solicitar la extinción de la servidumbre, devolviendo todo o parte del importe que hubiere recibido en concepto de indemnización según corresponda. El propietario mantiene plenamente el derecho a ser indemnizado por daños causados o a retener lo percibido en tal concepto.
- 3.14 En relación con los tributos, la Ley 48/2002 establece a favor del concedente una tasa equivalente al 1% (uno por ciento) de las transacciones realizadas por el concesionario a la tarifa establecida para el servicio de transporte de gas natural objeto de la concesión, destinada a solventar los gastos de funcionamiento del Ente Regulador y el remanente o superávit pasará a rentas generales del tesoro público. Esta tasa sólo se aplicará desde el inicio de explotación de la concesión.
- 3.15 Respecto a la Ley 1948/2002 podemos decir que la misma fue aprobada pensando en un proyecto muy concreto que fue el presentado por ENELPOWER, S.p.A. ante el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones de la República del Paraguay para la construcción de un gasoducto entre Bolivia y Paraguay, así como de una central térmica a gas de ciclo combinado, sin coste para el Estado paraguayo. Sin embargo, dado que el mencionado proyecto ha quedado sin efecto, de momento esta ley no es de aplicación. En caso de que se pretenda establecer un marco estable para el desarrollo del gas natural, probablemente debería modificarse el contenido de dicha Ley con el objeto de establecer una regulación con una orientación distinta. En este sentido, el desarrollo del mercado del gas exige distinguir entre transporte-distribución y comercialización, y exige regular el acceso de los comercializadores a las redes de transporte-distribución. En otro caso, es decir, si se permitiere que el transportista-distribuidor se reservare la mayoría de la capacidad de los ductos, se estaría consagrando la constitución de monopolios.
- 3.16 Por último, cabe apuntar que, de acuerdo con la teoría de las facilidades esenciales relativa al coste de las infraestructuras, no es eficiente la construcción de múltiples ductos para un servicio como el de transporte de gas natural, que constituye un monopolio natural. El contrapunto a este monopolio natural radica en la necesidad de permitir el acceso de terceros a la red de transporte (ATR). En este sentido, la obligación que impone la Ley 1948/2002 al transportista de permitir el acceso no discriminatorio de consumidores nacionales y consumidores mayoristas hasta el 10% (diez por ciento) de su capacidad nominal inicial de transporte. De esta forma, se limita en gran medida la existencia de un mercado libre del gas natural debido a que nos encontramos ante un escenario muy próximo al monopolio en el ámbito de la distribución.

#### **4 Anteproyecto de Ley del Marco Regulatorio del Gas Natural**

- 4.1 El artículo 52 de la Ley 1948/2002 estableció un plazo de seis meses desde su entrada en vigor para que el Poder Ejecutivo presentase un proyecto de Ley del Marco Regulatorio del Gas Natural que sustituiría a ley 1948/2002 de Transporte por Ductos. Dicho proyecto debía establecer las modificaciones necesarias y convencionales a la estructura institucional existente y que tuviese relación con el objeto de la Ley 1948/2002. Fruto de este mandato, en enero de 2003 fue presentado el Anteproyecto de Ley del Marco Regulatorio del Gas Natural

- 4.2 El Anteproyecto considera como sujetos del mismo a los distintos agentes de la industria del gas natural, tales como los productores, transportistas, almacenadores, comercializadores, distribuidores y consumidores.
- 4.3 Se declara al Estado encargado del fomento, control y regulación de las actividades vinculadas al transporte y distribución de gas natural y se pretende que las disposiciones que reglamentan el transporte y la distribución de gas natural en sus distintas formas y modalidades incentiven las inversiones privadas y aseguren la igualdad de oportunidades para todos los interesados, teniendo como objetivo principal el bienestar de la población.
- 4.4 Se prevé la creación del Ente Nacional Regulador del Gas Natural como una entidad autárquica descentralizada de la administración del Estado y con plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado. Las relaciones entre este Ente Nacional Regulador del Gas Natural y el Poder Ejecutivo se realizarán a través de la COMIGAS o la institución que lo sustituya. Además, el anteproyecto incluye una exhaustiva regulación de la composición, funcionamiento, financiación, régimen del personal del Ente Nacional, el cual tendrá su domicilio social en la ciudad de Asunción y ejercerá sus funciones en todo el territorio paraguayo. También se reconoce que el Ente Nacional es la autoridad normativa del sector gas natural y se le dota de facultades para:
- (a) Dictar las Resoluciones reglamentarias necesarias para la aplicación de la futura Ley del Marco Regulatorio del Gas Natural y de sus Decretos reglamentarios.
  - (b) Proponer los Decretos reglamentarios de la misma.
- 4.5 Por último, se reconoce que el Ente Regulador estará sujeto a los siguientes controles:
- (a) Administrativo: de auditoria y legalidad conforme a la Ley de Organización Financiera del Estado.
  - (b) Judicial.
- 4.6 El Anteproyecto regula los contratos de concesión del servicio de distribución y de concesión del servicio de transporte.
- 4.7 En cuanto a la distribución, el otorgamiento de una concesión del servicio de distribución se realizará mediante aprobación de un Contrato de Concesión de Distribución que deberá adecuarse a las disposiciones generales de la futura Ley y de la Ley Nº 1.618, General de Concesiones.
- 4.8 Respecto al contrato de concesión del servicio de distribución, el Anteproyecto viene a reproducir casi íntegramente el artículo 13 de la Ley 1948/2002 añadiendo dos puntos importantes:
- (a) La obligación del concesionario de cumplir con todas sus obligaciones establecidas en las leyes y reglamentaciones aplicables, antes de fenecida la concesión.
  - (b) Se establecerá que los bienes afectados a la concesión en el caso de caducidad, revocación de la concesión o quiebra del concesionario serán licitados para otorgar la nueva concesión y el producto de la licitación, deducidos los gastos de licitación, será el único pago que recibirá el concesionario cesante por la transferencia de los

activos. El concesionario cesante podrá presentarse a la licitación si no hubiere habido revocación o rescisión de la concesión.

- 4.9 Las concesiones, tanto la del servicio de distribución como la del servicio de transporte tienen una duración máxima de 30 años, pudiendo solicitar el concesionario una prórroga por un máximo de 10 años. La solicitud deberá realizarse con una antelación de 1 año antes del vencimiento de su concesión. El ente regulador podrá otorgar la prórroga si no existen motivos o causales para rechazar dicha prórroga.
- 4.10 Por otra parte, el Anteproyecto reconoce que todos los productores nacionales tienen el derecho de entrega de gas natural para cualquier gasoducto que pase o se construya dentro del territorio nacional. De esta manera, ningún productor nacional está excluido del mercado de gas natural.
- 4.11 Con la intención de evitar las prácticas monopolísticas, el Anteproyecto establece una serie de restricciones para la integración vertical:
- (a) Ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor libre o grupo de ellos, ni empresa controlada o que tenga el control de los mismos podrá tener una participación de control en una sociedad habilitada como transportista.
  - (b) Ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportista o grupo de los mismos o empresa controlada o ostente el control de los mismos podrá tener una participación de control en una sociedad habilitada como distribuidora.
  - (c) Ningún consumidor libre podrá tener una participación de control en una sociedad habilitada como distribuidora que corresponda a la zona geográfica de su consumo.
  - (d) Ningún comercializador o grupo de comercializadores podrá tener una participación de control en las sociedades habilitadas como transportistas o distribuidoras.
- 4.12 En cuanto a las tarifas, se distingue entre la tarifa de gas natural a los consumidores cuyo acceso al suministro de gas natural es el sistema de transporte directamente y la tarifa de gas natural a los consumidores cuyo acceso al suministro de gas natural es el sistema de distribución. En el primer caso la tarifa se obtiene de la suma de los siguientes conceptos:
- (a) Precio de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte.
  - (b) Tarifa de transporte.
  - (c) Tributos aplicables por Ley.
- 4.13 En el segundo caso, dicha tarifa se obtiene sumando los siguientes conceptos:
- (a) Precio de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte.
  - (b) Tarifa de transporte
  - (c) Tarifa de distribución.
  - (d) Tributos aplicables por Ley.

- 4.14 Licencias: Los agentes comercializadores, almacenadores y consumidores libres deberán presentar solicitudes de licencias al Ente Regulador, de acuerdo a las disposiciones de este organismo. Asimismo, el Ente Regulador tendrá la facultad de definir otros agentes de la industria del gas natural que necesiten de licencia para prestar servicios o realizar transacciones en el país. En estos casos el Ente deberá definir los procedimientos dentro de los lineamientos establecidos por la Ley. Asimismo, El Ente Regulador definirá las exigencias para la obtención de las licencias, las que serán otorgadas por Resolución del Directorio.
- 4.15 El Anteproyecto también establece un sistema de infracciones y sanciones. Las infracciones se clasifican en leves, graves y muy graves y las sanciones pueden consistir en:
- (a) Llamado de atención.
  - (b) Apercibimiento.
  - (c) Multas, cuyo valor estará de acuerdo a la gravedad de la infracción.
  - (d) Suspensión temporal de la concesión o licencia.
  - (e) Cancelación de la concesión o licencia.
  - (f) Devolución de la tarifa y/o compensación a los usuarios.
- 4.16 El Anteproyecto se completa con la regulación del procedimiento para la imposición de sanciones, de las servidumbres gasistas, normas fiscales y una serie de disposiciones finales y transitorias.
- 4.17 Cabe destacar la previsión de que en tanto el Ente Regulador se constituya y disponga de la capacidad técnico-administrativa para funcionar conforme a lo prescrito en la Ley, las facultades reguladoras continuarán temporalmente a cargo de la COMIGÁS.
- 4.18 Al igual que en el caso de la Ley 1948/2002, la aplicación de la futura Ley quedará supeditada a que fructifiquen los proyectos comentados anteriormente.

### **SECCIÓN 3 EL SECTOR DEL PETROLEO**

#### **1 El sector petrolero de Paraguay**

- 1.1 La exploración petrolera se inició en Paraguay a mediados de la década de los cuarenta (1947) y no fue llevada a cabo de manera sistemática y continua. A modo indicativo cabe apuntar que, entre ese año y 1998, se realizaron 47 pozos exploratorios en todo el país, lo cual indica un nivel de exploración muy bajo en comparación con los trabajos de exploración que se han realizado en otros países de la región.
- 1.2 Desde 1960 las actividades relativas a exploración petrolera se realizan bajo un régimen de concesión de áreas a través de Ley del Congreso Nacional para realización de los trabajos por empresas nacionales o extranjeras de capital privado. En la Constitución Nacional de 1992, se establece que la concesión se podrá extender a cualquier tipo de empresa; sea nacional o extranjera; de capital privado, público o mixto.

- 1.3 Paraguay importa la totalidad de hidrocarburos que consume, lo que implica un desembolso en divisas de más de 230 millones de dólares al año (alrededor del 20% de las exportaciones totales). Por ello, el Gobierno Nacional concentra sus mayores esfuerzos para facilitar los trabajos de prospección y exploración de hidrocarburos en territorio nacional, además de dar un tratamiento altamente favorable para las concesiones de explotación. Además, esta circunstancia se ha visto alentada por el descubrimiento en 1984 de importantes yacimientos en la provincia de Formosa (Argentina) cerca de la frontera con Paraguay y por la exploración en el Chaco Boliviano. En cuanto a los indicios de hidrocarburos más recientes, cabe mencionar que se ha detectado la posibilidad de encontrar crudo en la cuenca del Paraná, Departamento de Alto Paraná (a 250 km al este de Asunción).
- 1.4 El origen del petróleo utilizado para satisfacer la demanda de petróleo ha sido históricamente Argelia, el más importante abastecedor del crudo "Saharan Blend" (de 44º API). Sin embargo, desde 1991, a raíz del Protocolo de Energía firmado por los Gobiernos del Paraguay y Argentina, la empresa estatal del sector Petróleos Paraguayos (PETROPAR) importa petróleo de Argentina (la mayor parte de la zona denominada Palmar Largo), diversificando de esta manera las fuentes de abastecimiento. De hecho, desde 1998 todas las importaciones de petróleo crudo provienen de Argentina. Entre las empresas que abastecen de petróleo a Paraguay se encuentran Repsol-YPF, el grupo químico holandés Vitor y la compañía suiza Glencore.
- 1.5 En fechas recientes se ha comentado el interés de Venezuela por vender petróleo directamente a Paraguay una vez que se hayan resuelto las trabas legales que impiden la adjudicación directa a un vendedor. Esto es así porque según el artículo 44 de la Ley 1182/1985 que crea PETROPAR y establece su carta orgánica prevé que la adquisición de Petróleos y sus derivados deberán realizarse por licitación pública. En 2000 Paraguay y Venezuela suscribieron un memorando de entendimiento para el suministro de petróleo por parte de Venezuela. El memorando hasta ahora no ha avanzado más allá de su firma, debido a la falta de acuerdo entre los gobiernos de ambos países en los precios, cartas de garantía y los plazos de pago
- 1.6 En 2001, el petróleo constituyó el 46 % del total de energía consumida en el país. Sin embargo, como ya hemos indicado, Paraguay no produce petróleo, por lo que la totalidad del crudo debe ser importado para satisfacer su demanda interior de petróleo. La demanda interna de petróleo alcanzó una media de 28.000 barriles por día (bbl/d) en 2003, lo que supuso un aumento del 43 % respecto a 1991.
- 1.7 El primer sector de consumo de los hidrocarburos es el del transporte. Por ello, es evidente que el crecimiento del consumo final de derivados se debe a un incremento acelerado del parque automovilístico paraguayo durante los años 80 y 90.
- 1.8 Durante los últimos 20 años se ha producido un aumento sostenido de la demanda de transporte de carga y de pasajeros debido principalmente al crecimiento de la producción agrícola y de la urbanización de la región oriental (especialmente, en el eje este-oeste formado por Asunción y Ciudad del Este, en el que se concentra alrededor del 60% de la población del país).
- 1.9 En cuanto al consumo por fuentes se ha registrado un significativo incremento en la demanda del diesel de modo que este combustible se ha mantenido como el principal entre los derivados de petróleo. El consumo del diesel, en principio orientado al sector agrícola, ha terminado por generalizarse entre la población paraguaya. Dicha situación constatada en el caso del diesel ha sido el resultado de una política de precios del

gobierno central, así como de una carga tributaria benevolente (los tipos impositivos llegaron a representar un máximo del 10% del precio final, frente al 45% para las gasolinas), llevando a un nivel de precios al consumidor final muy competitivo frente a las gasolinas.

- 1.10 Paulatinamente, el sector petrolífero está siendo desregulado en Paraguay. PETROPAR detenta el control de toda la importación del petróleo crudo, del gasoil y del diesel ejerciendo, por consiguiente, el monopolio del mercado de esos combustibles. Las actividades de importación y distribución de los combustibles que no forman parte del monopolio de PETROPAR (gasolina y nafta) lo realizan las empresas privadas. Éstas también están a cargo de la distribución, transporte y comercialización de los derivados del petróleo.
- 1.11 Para el procesamiento del crudo, PETROPAR cuenta con una refinería con capacidad efectiva máxima de 7.500 bbl/d que procesa sólo el 20% del consumo del país. La refinería se encuentra en la localidad de Villa Elisa, en la ribera del río Paraguay, a unos 20 kilómetros al Suroeste de Asunción y la misma posee las instalaciones portuarias necesarias para la descarga de hidrocarburos. Esta situación pone de manifiesto el mal estado de las instalaciones y el desaprovechamiento de capacidad, siendo necesarias importantes inversiones para potenciar la actividad de procesamiento.
- 1.12 Los precios aplicados por PETROPAR son regulados. Sin embargo, PETROPAR no actúa en la venta directa a los consumidores. Los precios de la gasolina y del diesel que contiene plomo son regulados por el Gobierno, pero las denominadas “gasolinas ecológicas” tienen sus precios de bomba determinados por las importadoras y las distribuidoras privadas. Estos precios regulados se fijan por Decreto e incluyen el beneficio correspondiente a la cadena de distribución y los impuestos aplicables. El problema surge cuando dichos precios no dejan lugar a beneficio para PETROPAR, en su calidad de importador, llegando incluso a generar pérdidas para ésta. Esto se debe a que la fijación de los precios regulados es, en ocasiones, una medida de tipo político más que económico.
- 1.13 Actualmente existen nueve empresas distribuidoras en el país, con sus respectivas participaciones en el mercado: Shell (30%); B&R (20%); Esso (17%); Copetrol (14%); Lubripar (12%); Texaco (5%). La Copeg, Compasa y Petrosur detentan el 2% restante del mercado. Los distribuidores compran el diesel a PETROPAR y lo distribuyen a sus propias estaciones de servicio.
- 1.14 El diesel está subvencionado para la agricultura y para el transporte de carga (por carretera o fluvial). Sin embargo, en la práctica, el diesel está subvencionado para todos los consumidores y, en consecuencia, más del 70% del consumo corresponde a diesel frente a menos del 30% de naftas. Asimismo, PETROPAR ostenta el monopolio de hecho sobre el gasoil debido a la política de precios fijada por el Gobierno. En cuanto a la liberalización de las gasolinas y los naftas, en contra de lo que podría esperarse, dicha liberalización provocó una subida del precio y un aumento del contrabando. Esto ha provocado que sean muchas las voces que claman contra la liberalización y sus supuestos efectos positivos. Sin embargo, PETROPAR ha empezado a actuar como distribuidor, lo cual ha provocado una disminución del precio de las naftas.

## **2 PETROPAR**

- 2.1 La creación de la empresa PETROPAR fue autorizada por la Ley N° 806 del Congreso de la Nación de 3 de septiembre de 1980 y se constituyó como sociedad mixta por Decreto N° 22.165 del Poder Ejecutivo de 8 de enero de 1981 e inició sus actividades el 15 de marzo de 1981. Posteriormente, por Ley del Congreso Nacional N° 1182/85, PETROPAR se convierte en una entidad autárquica del Estado paraguayo descentralizada de la Administración Central.
- 2.2 PETROPAR mantiene relaciones con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria y Comercio, el cual, a su vez, posee representación en el Consejo de Administración de PETROPAR.
- 2.3 PETROPAR tiene por objeto y funciones las siguientes:
- (a) Industrializar el petróleo y sus derivados y realizar otras actividades afines.
  - (b) Efectuar prospección, exploración, evaluación y explotación de yacimientos de hidrocarburos en el territorio de la República, de acuerdo con las leyes vigentes.
  - (c) Importar, exportar, reembarcar, realizar operaciones de admisión temporal y draw back de hidrocarburos, sus derivados y afines, conforme a la Ley.
  - (d) Realizar el transporte, almacenamientos, refinó y distribución de los hidrocarburos sus derivados y afines.
  - (e) Ejercer el comercio de hidrocarburos y sus derivados en el mercado nacional e internacional. A pesar de que esta es una de las funciones otorgadas a PETROPAR, sólo en tiempos recientes PETROPAR ha empezado a participar en la distribución, obteniendo rendimientos notables.
  - (f) Realizar cualesquiera actos y operaciones y toda clase de contratos y negocios que se relacionen con el objeto y fines de la entidad, tales como: adquirir, gravar, enajenar bienes muebles e inmuebles, constituir y aceptar cauciones reales, celebrar contratos de crédito, girar y negociar cualquier clase de instrumento negociable, promover y ejecutar todo tipo de negocios comerciales y civiles y desarrollar actividades industriales relacionadas directamente con el objeto.
  - (g) Realizar el control de calidad de hidrocarburos y sus derivados en coordinación con el Instituto Nacional de Tecnología y Normalización.
- 2.4 En cuanto a la Dirección y Administración de PETROPAR, ésta corresponde a un Presidente designado por el Poder Ejecutivo. Esta cuestión ha sido modificada por la Ley 2199/2003 ya que, anteriormente, la Dirección y Administración de PETROPAR correspondía a un Consejo de Administración integrado por cuatro miembros: un presidente que nombraba el Poder Ejecutivo. y tres miembros titulares nombrados uno a propuesta de Ministerio de Hacienda; uno a propuesta del Ministerio de Industria y Comercio; y uno a propuesta del Banco Central del Paraguay. Según el artículo 22 de la Ley 1182/1985, modificado por la Ley 2199/2003, los deberes y atribuciones del Presidente de PETROPAR son las siguientes:
- (a) Cumplir y hacer cumplir las disposiciones de la Ley de PETROPAR, las de otras leyes pertinentes y los reglamentos de la empresa.

- (b) Establecer normas de dirección y administración de PETROPAR.
- (c) Determinar la política de orientación general de la empresa.
- (d) Dictar el reglamento interno de la empresa.
- (e) Administrar los fondos de la empresa de acuerdo con la Ley de PETROPAR y su reglamento.
- (f) Aprobar el anteproyecto de presupuesto anual y remitirlo al Ministerio de Hacienda a los efectos correspondientes.
- (g) Aprobar los planes de producción, de obras y sus modificaciones, relacionados con el objeto de la empresa.
- (h) Elaborar la memoria anual, el inventario, el balance general y la cuenta de resultado financiero de cada ejercicio.
- (i) Autorizar la adquisición y la venta de inmuebles, y la constitución de hipotecas y de otros derechos reales sobre los mismos, y reglamentar la compra y venta de bienes inmuebles.
- (j) Autorizar la celebración de contratos de locación, como locador o locatario, ya sea de inmuebles, de obras y de servicios, pudiendo removerlos, modificarlos o rescindirlos.
- (k) Autorizar la contratación de préstamos en el país o en el exterior, así como la emisión de bonos y otros títulos de deudas, de acuerdo con las leyes respectivas.
- (l) Aprobar los llamados a la licitación pública o concursos de precios, los pliegos de bases y condiciones, las adjudicaciones y los contratos respectivos.
- (m) Autorizar en cada caso la contratación de expertos asesores o de firmas para la prestación de servicios profesionales.
- (n) Nombrar al Gerente, a los jefes de departamentos, al Secretario General y a los asesores.
- (o) Suspender o remover, por causas justificadas, al Gerente, a los jefes de departamentos, al Secretario General y a los asesores.
- (p) Otorgar poderes generales y especiales para casos judiciales y administrativos.
- (q) Aceptar concordatos judiciales, promover juicio de quiebra y otros juicios, hacer novaciones, transacciones, quita y conceder esperas.
- (r) Autorizar la compra de inventos, patentes, marcas de fábrica y comercio así como venderlos o transferirlos a título oneroso.
- (s) Tomar conocimiento regular de las actividades de las sociedades en las que participa PETROPAR.
- (t) Autorizar la participación de PETROPAR en sociedades.

- (u) Ejercer la representación legal de la entidad.
- (v) Autorizar pagos con cargo a la empresa de acuerdo con la Ley de PETROPAR.
- (w) Realizar todas las demás funciones administrativas y operativas que le correspondan por su naturaleza.
- (x) Asimismo, de acuerdo con el artículo 21 de la Ley 2199/2003, corresponde al Presidente de PETROPAR someter a la aprobación del Poder Ejecutivo, quien con dictamen del Consejo de Ministros, procederá a reevaluar el activo de la empresa.

Por lo tanto, se puede observar que con la aprobación de la nueva Ley 2199/2003 se produce una concentración en el Presidente de PETROPAR de las funciones que antes desarrollaba el Consejo de la misma. Esto implica un aumento de la dependencia de PETROPAR respecto del Poder Ejecutivo.

- 2.5 El régimen financiero y tributario de PETROPAR está regulado en los artículos 39 y siguientes de la Ley 1182/1985. PETROPAR está exenta de los impuestos a la importación de los materiales, productos químicos, maquinarias, repuestos, elementos de transporte, equipos de comunicaciones y cualquier otro elemento necesario para el cumplimiento de los fines de la empresa. Sin embargo, PETROPAR debe abonar las tasas fiscales, los impuestos y tasas municipales y debe transferir el 30% de sus utilidades netas anuales al Tesoro Nacional.
- 2.6 En cuanto al régimen de contratación de PETROPAR, el artículo 44 de la Ley 1182/1985 establece que la contratación de obras y servicios, así como la adquisición de bienes cuyo valor excede del equivalente a 8.000 salarios mínimos diarios correspondientes a las actividades no específicas de la capital de la República, se hará por medio de licitación pública, de acuerdo con las leyes administrativas vigentes. Igualmente, la adquisición de petróleo y sus derivados deberán realizarse por licitación pública. Este sistema de reparto de petróleo a través de concurso público no es el más adecuado debido a que impide la existencia de un mercado spot y a que se trata de un sistema poco operativo para negociar, reduciendo la competencia y la aplicación de las leyes de la oferta y la demanda.
- 2.7 Los precios de comercialización de los hidrocarburos son fijados por el Poder Ejecutivo, con dictamen del Consejo Nacional de Coordinación Económica, a propuesta de PETROPAR (artículo 49 Ley 1182/1985). PETROPAR no ostenta por ley un monopolio en lo que a importación de combustibles se refiere. Sin embargo, este monopolio existe de facto debido al sistema de tarifas derivado de la Ley 1182/1985 y del Decreto 10911/2000. El mecanismo de fijación de precio opera del siguiente modo: (i) se fija el precio de venta al público del gasoil; (ii) se fija la tasa diferencial del Impuesto Selectivo al Consumo (Libro III, Título 2, de la Ley 125/91) que se aplica sobre dicho precio de venta al público; (iii) se fijan las bonificaciones que percibirá la cadena de comercialización; (iv) se establece la obligación de ajustar la bonificación cuando se produzca una variación en más del 5%, utilizando una función en la cual la variación del Índice del Precio al Consumidor publicada por el Banco Central de Paraguay tendrá una ponderación del 50% y la variación del tipo de cambio nominal del guaraní respecto al USD tendrá una ponderación del 50% (Decreto 1.429/2004). La consecuencia es que PETROPAR se ha visto obligada en ocasiones a vender el gasoil a pérdida cuando el Ejecutivo prefería no incrementar el precio por motivos políticos, recibiendo sin embargo los distribuidores y comercializadores su bonificación correspondiente. (artículo 49 Ley 1182/1985). PETROPAR no ostenta por ley un monopolio en lo que a importación de combustibles se refiere. Sin embargo, este

monopolio existe de facto debido al sistema de tarifas derivado de la Ley 1182/1985 y del Decreto 10911/2000.

- 2.8 De acuerdo con la Ley 1658/2000 que modificó el artículo 57 de la Ley de PETROPAR 1182/1985 estableciendo que la creación de empresas en las que PETROPAR sea socio, el consorciamiento de PETROPAR con otras entidades en emprendimientos de riesgo compartido (joint ventures), la participación de PETROPAR en otras empresas, así como los estatutos, convenios o contratos que se elaboren a tales efectos, deberán previamente ser autorizados por el Poder Ejecutivo y aprobados por Ley.
- 2.9 Por último, en la Ley 1182/1985 se prevén medidas de control de PETROPAR como son el nombramiento de un síndico encargado de la fiscalización económica y contable de la empresa o la declaración de bienes. Sin embargo, este tipo de medidas no han tenido gran efectividad en la práctica.
- 2.10 El Ministerio de Hacienda constituyó por Decreto 1.366 de 29 de diciembre de 2003 la Comisión de Reforzamiento de PETROPAR, modificado por Decreto 1.428 de 5 de enero de 2004. La Comisión es coordinada por el MIC y sus funciones son: (i) solicitar a organismos internacionales los estudios necesarios sobre combustibles y derivados comercializados por PETROPAR, que permitan definir una política de estado de largo plazo; (ii) recomendar las características y modalidades de los procesos licitatorios de la Entidad; (iii) recomendar medidas tendientes a lograr una gestión eficiente, rentable y transparente de la empresa PETROPAR; (iv) supervisar la realización de una Auditoría Internacional Contable y de Gestión de Petróleos Paraguayos, con el objetivo de transparentar la administración y optimizar el funcionamiento de la empresa; y (v) las demás que le asigne el Equipo Económico Nacional. Por el momento, dichas propuestas incluyen la transformación de PETROPAR en una sociedad anónima, la redacción de un borrador de ente regulador del sector del petróleo y derivados, y la propuesta de redacción de una nueva ley que regule el sector del petróleo y sus derivados.

### **3 El Decreto 10911/2000**

- 3.1 El Decreto 10911 regula el refino, importación, distribución y comercialización de los combustibles del petróleo. Este Decreto declara Servicio Esencial para la Economía Nacional, a todos los efectos legales, la destilación y/o refino, la importación, el almacenaje, la distribución y comercialización del petróleo crudo y sus derivados y alcohol carburante en sus distintos tipos, que se comercializan normalmente en el mercado. Sin embargo, el Decreto 10911 no establece un monopolio legal a la importación.
- 3.2 Según el Decreto 10911, las Sociedades legalmente constituidas y establecidas en Paraguay, organizadas de acuerdo con las leyes paraguayas, pueden solicitar la instalación y habilitación de plantas de refino y destilación de Petróleo Crudo y/o elaboración de combustibles derivados del mismo y alcohol carburante, en sus distintos tipos.
- 3.3 La actividad que realizan las refinerías se considera de utilidad pública por lo que deben de cumplir una serie de requisitos para ser habilitadas:
  - (a) Contar con la autorización del Ministerio de Industria y Comercio y Decreto del Poder Ejecutivo ejercer las actividades relacionadas con la destilación y refino del Petróleo Crudo.

- (b) Haber realizado su Evaluación de Impacto Ambiental ante los organismos pertinentes y contar con el certificado de Declaración de Impacto Ambiental regulado en la Ley 394/93.
  - (c) Contar con un sistema propio de respuesta a emergencias o contratado con equipos de bombeo y aprovisionamiento, así como extintores de incendios y personal de servicio debidamente entrenado y capacitado para los casos de emergencias.
  - (d) Controlar directamente o por terceros contratados la calidad del combustible que vayan a distribuir, utilizando laboratorios que operen con un programa de muestreo definido, equipos especializados y personal idóneo con capacidad técnica para detectar impurezas en el producto.
  - (e) Contar con un sistema de protección del medio ambiente, controlando la polución aérea, subterránea y acuática.
  - (f) Desarrollar su actividad de conformidad a las disposiciones legales vigentes en la materia.
  - (g) Presentar debidamente autenticados
    - (i) Los estatutos sociales y sus modificaciones.
    - (ii) Registro Único de Contribuyentes.
    - (iii) Título de Propiedad y/o contrato de locación.
    - (iv) Planos aprobados por el Municipio respectivo de las instalaciones civiles y electromecánicas, acompañado de un informe técnico sobre el sistema productivo, materias primas y productos a elaborar, capacidad operativa y normas técnicas que avalen los productos que vayan a ser elaborados.
    - (v) Contar con plantas habilitadas por el Ministerio de Industria y Comercio de almacenaje y despacho de los productos a granel.
    - (vi) Permitir el libre acceso a sus instalaciones y documentación pertinente de los agentes fiscalizadores del Ministerio de Industria y Comercio y del Instituto Nacional de Tecnología y Normalización.
    - (vii) Informar mensualmente al Ministerio de Industria y Comercio, del volumen de las ventas realizadas con especificando detalladamente el destinatario de los productos.
- 3.4 Por su parte, las plantas de almacenaje y despacho deben cumplir los siguientes requisitos:
- (a) Contar con autorización del Ministerio de Industria y Comercio para el ejercicio de las actividades relacionadas exclusivamente con la importación, recepción, almacenamiento y despacho de los derivados del petróleo a empresas distribuidoras y/o refinerías legalmente habilitadas para operar por el Ministerio de Industria y Comercio.

- (b) Haber realizado su Evaluación de Impacto Ambiental referente a la planta de almacenaje y despacho, ante los organismos pertinentes y contar con el certificado de "Declaración de Impacto Ambiental" (Ley 294/93), así como los Planos en los que conste la Aprobación Municipal definitiva de las instalaciones construidas.
  - (c) Operar exclusivamente con productos que cumplan las especificaciones técnicas contenidas en las normas y/o reglamentaciones establecidas por el Instituto de Tecnología y Normalización y, en caso de falta de las mismas, por normas internacionales similares.
  - (d) Contar con un sistema propio de respuesta a emergencias o contratado con equipos de bombeo y aprovisionamiento, extintores de incendios y personal de servicio debidamente entrenado y capacitado para los casos de emergencias.
  - (e) Contar con un sistema de control de calidad y cantidad, ya sea propio o contratado con terceros, de los combustibles recibidos y/o despachados.
  - (f) Cumplir con todas las condiciones de seguridad requeridas para operaciones de recepción, almacenamiento y despacho de los combustibles, las cuales podrán ser exigidas por el Ministerio de Industria y Comercio.
  - (g) Comercializar sus productos exclusivamente a empresas Distribuidoras Nacionales debidamente habilitadas por el Ministerio de Industria y Comercio.
  - (h) Ejercer su actividad de conformidad a las disposiciones legales vigentes en la materia
  - (i) Permitir el libre acceso de los agentes fiscalizadores del Ministerio de Industria y Comercio y del Instituto Nacional de Tecnología y Normalización, tanto a sus instalaciones como a su documentación pertinente.
  - (j) Informar mensualmente al Ministerio de Industria y Comercio, del volumen de las ventas realizadas especificando detalladamente el destinatario de los productos.
- 3.5 Por lo que se refiere a la distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo y alcohol carburante, según el propio Decreto 10911/2000, aquélla se caracteriza por la adquisición de productos a granel, transporte y venta, y puede ser ejercida por personas jurídicas radicadas en el país y organizadas de acuerdo a las leyes paraguayas, previa autorización otorgada por el Ministerio de Industria y Comercio, conforme lo dispuesto en el Decreto 10911/2000. Para el ejercicio de la actividad de distribución con carácter permanente, se establecen los siguientes requisitos y condiciones esenciales.
- (a) La sociedad debe estar legalmente constituida según la legislación paraguaya y debe contar con un capital mínimo totalmente integrado equivalente a 5000 salarios mensuales mínimos, establecidos para actividades diversas no especificadas en la Capital.
  - (b) La sociedad deberá contar con autorización escrita del Ministerio de Industria y Comercio para el ejercicio de la actividad relacionada a la distribución y venta de combustibles para uso de Automotores, Aeronaves, Motores, Embarcaciones, Tractores, Maquinarias, y otros.

- (c) Contar, en el momento de la habilitación otorgada por el Ministerio de Industria y Comercio, con una red de 30 (treinta) Estaciones de Servicios, autorizadas definitivamente por el Ministerio de industria y Comercio, que estén listas para operar en exclusividad con su emblema en un plazo máximo de 180 (ciento ochenta) días naturales, tiempo durante el cual la autorización para actuar como empresa distribuidora, será concedida en forma provisional.
  - (d) Distribuir exclusivamente a las estaciones de servicios y puestos de consumo propio que operen con su emblema, los productos que cumplan las especificaciones técnicas contenidas en las normas y/o reglamentaciones establecidas por el Instituto Nacional de tecnología y Normalización, y ante la falta de éstas por normas internacionales similares.
  - (e) Disponer de una o más fuentes de abastecimiento, ya sean nacionales o extranjeras, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en materia de distribución de combustibles.
  - (f) Contar con un sistema de respuesta a emergencias, propio o contratado, con equipos de bombeo y aprovisionamiento, extintores de incendios y personal de servicio debidamente entrenado y capacitado para casos de emergencia.
  - (g) Disponer de servicios mecánicos propios o contratados para el mantenimiento de surtidores y tanques como así también de servicios especializados para la limpieza y detección en casos de fugas de combustibles.
  - (h) Controlar directamente o por terceros contratados, la calidad y cantidad del combustible distribuido y transportado desde la fuente de suplido hasta las Estaciones de Servicio. Contar con una flota de camiones cisterna que sean propiedad de la empresa distribuidora o de sus estaciones de servicio o contratada con terceros, en número necesario para abastecer la demanda básica de combustibles de la red.
- 3.6 Según el Decreto 10911/2000, la actividad de reventa al por menor de los líquidos derivados del petróleo y alcohol carburante, en sus distintos tipos, es considerada de utilidad pública y puede ser ejercida por personas físicas o jurídicas ubicadas en el país, organizadas de acuerdo a las leyes paraguayas y mediante licencia de operador, otorgado conforme a lo dispuesto en el propio Decreto 10911/2000. La mencionada actividad de reventa al por menor es ejercida en las estaciones de servicio, pudiendo ejercerse en el área ocupada por éstas, otras actividades comerciales o de servicios, autorizadas por las autoridades pertinentes. Para el ejercicio de la actividad de reventa al por menor, se establecen los siguientes requisitos y condiciones esenciales:
- (a) Poseer la licencia de operador, expedida por el Ministerio de Industria y Comercio.
  - (b) Disponer de una estación de servicios propia o arrendada, con infraestructura adecuada para la comercialización de combustibles derivados del petróleo y/o alcohol carburante, en sus distintos tipos, debidamente habilitada por el Ministerio de Industria y Comercio.
  - (c) Operar bajo el emblema de una empresa distribuidora autorizada por el Ministerio de Industria y Comercio.
- 3.7 El operador firma un contrato con la empresa distribuidora para llevar a cabo la explotación de la estación de servicios, pudiendo autorizar el Ministerio de Industria y

Comercio a las estaciones de servicios, el cambio de emblema de una Empresa Distribuidora a otra, en los siguientes casos:

- (a) Vencimiento del contrato de la empresa distribuidora con el operador, por haber transcurrido el plazo pactado en el contrato.
  - (b) Incumplimiento de las obligaciones contractuales entre la empresa distribuidora con el operador y viceversa antes del pedido de cambio de emblema, cuando así se determine judicialmente.
- 3.8 En cuanto al servicio de transporte de combustibles, éste es responsabilidad de la Empresa Distribuidora, la cual debe contar con una flota o de camiones propios, contratada con terceros o propiedad de sus Estaciones de Servicio para el transporte regular y exclusivo de combustibles que ellas comercialicen y/o alcohol carburante desde la fuente de aprovisionamiento del exterior hasta las plantas de almacenaje y despacho y de éstas a las estaciones de servicio o desde fuentes de aprovisionamiento nacionales a Estaciones de Servicio.
- 3.9 El decreto 10911/2000 considera al servicio de transporte de combustibles como un Servicio Esencial para la Economía Nacional, de tal modo que los problemas que pudieran surgir entre la Empresa Distribuidora y las Empresas Transportistas de Combustibles, deberán resolverse entre las partes, sin afectar la regularidad del abastecimiento de combustibles, siendo en consecuencia ilegal el bloqueo de portones o bocas de carga o descarga de combustibles, quedando expresamente autorizados las plantas de almacenaje y despacho, la Empresa Distribuidora y el Ministerio de Industria y Comercio a requerir el auxilio de la fuerza pública.
- 3.10 El Decreto 10911/2000 establece una serie de medidas relativas a los organismos de control, las cuales deberían pasar en el futuro al ente regulador que se cree. Dichas medidas son las siguientes
- (a) El Ministerio de Industria y Comercio creará la Dirección General de Combustible, dependiente de la Subsecretaría de Comercio, que estará encargada de administrar a nivel nacional y dar seguimiento a la aplicación de los instrumentos de política comercial en materia de combustibles y derivados.
  - (b) El Instituto Nacional de Tecnología y Normalización es el encargado de realizar las tareas referentes a controles técnicos de seguridad, medición, análisis de laboratorio y actualización de las normas de control de calidad de los combustibles. Así mismo, estará a su cargo el control de las normas de seguridad de los camiones cisterna, debiendo en cada caso informar en forma detallada al Ministerio de Industria y Comercio para los fines que hubiere lugar.
- 3.11 E Decreto 10911/2000 también establece una serie de sanciones para las transgresiones a las disposiciones previstas en el mismo, las cuales operan sin perjuicio de las acciones penales que pudieran corresponder por la por la realización de tales hechos, de acuerdo con el Código Penal y las disposiciones legales vigentes. La multa se determina por "unidades de referencia", y cada unidad de referencia equivale a un jornal mínimo diario establecido para actividades diversas no especificadas en la Capital, al momento en que la multa es aplicada .La multa será establecida en el sumario administrativo pertinente entre un mínimo de 200 (doscientos) y hasta un máximo de 1.000 (un mil) unidades de referencia, si se comprobasen los siguientes hechos:

- (a) Adulteración de la calidad del producto por parte de cualquiera de los sectores que participan en la comercialización del producto, 500 (quinientas) unidades de referencia.
- (b) Alteración dolosa de instrumentos de medición o incorporación de cualquier accesorio que dificulte la realización del control, 300 (trescientas) unidades de referencia.
- (c) Incumplimiento de las Refinerías, Plantas de Almacenamiento y Despacho, Empresas Distribuidoras, Empresas Transportistas y Operadores o responsables de Estaciones de Servicios respecto a las normas establecidas para el control de la calidad y cantidad de combustibles distribuidos en las Estaciones de Servicios que operan con sus emblemas, 200 (doscientas) unidades de referencia.
- (d) Violación del precinto realizado por el responsable de la unidad de transporte o manipulaciones con la tapa precintada, que aunque no esté violentada haya permitido el acceso al combustible, 400 (cuatrocientas) unidades de referencia.
- (e) Violación de precintos, adulteración de productos o sustracción de combustible, 300 (trescientas) unidades de referencia.
- (f) Drenaje de las cisternas de los camiones-tanques fuera de los puntos de entrega o recepción, 300 (trescientas) unidades de referencia.
- (g) Incumplimiento de las condiciones de seguridad establecidas para las Estaciones de Servicios y/o unidades de transporte, 400 (cuatrocientas) unidades de referencia.

3.12 Las sanciones máximas son aplicadas en los casos de:

- (a) Estaciones de Servicios que reciban combustibles transportados por camiones cisterna que no pertenezca a la distribuidora bajo cuyo emblema se encuentre operando.
- (b) Responsables de los transportes que sin estar habilitados, provean combustibles a las Estaciones de Servicios.
- (c) Personas físicas o jurídicas que realicen venta de combustibles a Estaciones de Servicios que operan con Emblemas de Terceros.
- (d) La construcción y/o operación de estaciones de servicios sin la autorización del Ministerio de Industria y Comercio, ocasionará que la distribuidora a cuyo emblema pertenecen, sea sancionada con una multa equivalente a 1.000 (un mil) unidades de referencia, además de procederse a la clausura definitiva de la misma.

3.13 Por último, el Decreto 10911/2000 regula en su artículo 51 los márgenes de retribución. Según este artículo, El Ministerio de Industria y Comercio establecerá los márgenes de retribución para las Empresas Distribuidoras y Estaciones de Servicios sobre los combustibles cuyo precio aun se encuentran regulados por el Estado, tomando como base el precio al público establecido por el Gobierno Nacional, cuyo valor total no podrá ser inferior al 12 % (doce por ciento) del mismo, del cual el 4.5 % (cuatro y medio por ciento) corresponderá a las Empresas Distribuidoras y el 7.5% (siete y medio por ciento) corresponderá a las estaciones de servicios.

#### **4 Reserva estratégica**

- 4.1 El mercado petrolero se caracteriza por una oferta de crudo altamente imperfecta, geográficamente concentrada en una serie de países concretos. La necesidad de mantener determinados volúmenes de crudo y productos petrolíferos resulta evidente en países, como Paraguay, en los que el petróleo tiene una cuota de participación elevada en la estructura de la demanda energética y no pueden garantizar el suministro al no disponer de producción propia.
- 4.2 La creación de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 1974, supuso un paso fundamental en la coordinación de las políticas de los países consumidores miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) en circunstancias de interrupción de los suministros. Con este fin, los países participantes debían disponer de existencias equivalentes a las importaciones netas de, al menos, 65 días. En 1976 estas existencias se elevaron a los actuales 90 días.
- 4.3 La evolución del mercado petrolero y de las compañías que en él operan en los últimos tiempos, fundamentalmente a partir de 1980, presenta una serie de características que han incidido sensiblemente en la organización de los sistemas de seguridad en el abastecimiento de productos petrolíferos y, en particular, en la constitución de existencias estratégicas. Estas circunstancias han estimulado a los Gobiernos a involucrarse cada vez más en estas materias.
- 4.4 En efecto, las compañías petroleras, habiendo perdido parte del control de las fuentes de aprovisionamiento así como, en algunos casos, sus privilegiadas posiciones en los mercados domésticos, han ido adoptando progresivamente políticas enfocadas hacia los aspectos comerciales del negocio, reduciendo su actividad en otros temas no directamente relacionados con el mismo, entre ellos, los stocks estratégicos. Actualmente, del total del consumo mundial de energía primaria, el 40% procede del petróleo.
- 4.5 En esta situación, desde 1980, se asistió a una creciente toma de responsabilidad de los Gobiernos en estas materias, lo que condujo a un incremento de las existencias bajo su control. Este movimiento fue liderado por Estados Unidos a través de un importante aumento de las existencias de su Reserva Estratégica de Petróleo (SPR). Asimismo, en países como Japón y Corea del Sur se constituyeron reservas de seguridad. En la actualidad, un buen número de países dispone de agencias centralizadas para la constitución y gestión de una parte de las reservas obligatorias, en una proporción que varía según los distintos países.
- 4.6 De acuerdo con lo expuesto, es responsabilidad del Estado, establecer las medidas regulatorias oportunas que, con el fin de aumentar la seguridad del abastecimiento nacional de crudo y productos petrolíferos, puedan suplir los canales habituales de suministro ante una eventual interrupción, de los mismos. En Paraguay no existe una regulación al respecto y de hecho, se trata de uno de los problemas con los que se enfrenta periódicamente el país debido a la falta de flexibilidad del procedimiento de contratación de suministros por parte de PETROPAR.

## SECCIÓN 4 PROSPECCIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

### 1 Ley de Hidrocarburos 779/1995

- 1.1 La Ley de Hidrocarburos 779/1995 fue aprobada con la intención de atraer inversores a través de la reducción del riesgo de capital y de la garantía de un retorno mayor y más rápido, teniendo en cuenta que el PARAGUAY está considerado como país de alto riesgo exploratorio. El Congreso Nacional aprobó la nueva Ley de Hidrocarburos (Ley 779/95), preparada por el Gabinete del Viceministro de Minas y Energía, que fue presentada al Parlamento Nacional por el Poder Ejecutivo en junio de 1.994 y que sustituyó a la antigua Ley de Hidrocarburos N° 675/60.
- 1.2 Entre los aspectos más relevantes de la Ley 779/1995, podemos destacar los siguientes:
  - (a) Los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos que se encuentran en estado natural en el territorio de la República, son considerados bienes de dominio del Estado y son inalienables, inembargables e imprescriptibles.
  - (b) La prospección, la exploración y subsiguiente explotación de los yacimientos de hidrocarburos puede hacerse, directamente por el Estado o la entidad que a tal efecto y bajo su dependencia se crease (actualmente PETROPAR), o por los permisionarios o concesionarios mediante permisos o concesiones otorgadas por el Estado a personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, privadas o públicas, de acuerdo con lo establecido en la propia Ley 779/1995.
- 1.3 Las personas físicas o jurídicas, que soliciten permisos o concesiones deberán cumplir con una serie de requisitos:
  - (a) Constituir domicilio en el País y designar representante legal residente en él;
  - (b) Demostrar y justificar solvencia financiera y técnica, prestar garantía suficiente del cumplimiento del contrato de concesión, conforme a los requisitos establecidos en la presente ley y reglamentaciones;
  - (c) Presentar un plan de actividades y de inversiones mínimas a realizar en las fases de prospección y exploración; y,
  - (d) Presentar un plano con las coordenadas geográficas para ubicar e identificar el área solicitada con el respectivo informe pericial. Los planos se presentarán en doble ejemplar, firmados por un ingeniero o agrimensor habilitado.
- 1.4 El reconocimiento superficial o prospección está regulado en los artículos 7 y siguientes de la Ley 779/1995 y presenta las siguientes características principales:
  - (a) El pedido del permiso de prospección y el de concesión de exploración y subsiguiente explotación, se hacen al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones y el otorgamiento de los permisos se hace en el orden de presentación, siempre que se reúnan los requisitos legales y reglamentarios.
  - (b) El permiso tiene una duración de un año, pudiendo ser prorrogado por un año más, a solicitud del permisionario formulada antes del vencimiento del permiso, el que será acordado siempre que el permisionario haya cumplido sus obligaciones.

- (c) La superficie máxima del área para prospección o reconocimiento superficial es de 2.400.000 has. (dos millones cuatrocientas mil hectáreas) y comprende áreas libres de permisos y concesiones.
  - (d) La iniciación de los trabajos de prospección debe realizarse dentro de los primeros seis meses, computados a partir de la fecha del contrato.
  - (e) El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones controlará permanentemente las labores que se realicen y el permisionario deberá elevar al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, cada tres meses, un informe completo acerca del progreso de sus trabajos.
  - (f) Los permisionarios de reconocimiento superficial o prospección no pueden realizar los trabajos de reconocimiento superficial en áreas ya otorgadas a otros permisionarios para prospección o concesionarios para exploración y subsiguiente explotación, salvo consentimiento expreso de los mismos y del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones.
  - (g) El permisionario tiene la obligación de resarcir los daños que cause a terceros o al Estado con motivo de los trabajos que realice. En garantía de cumplimiento de esta obligación el permisionario debe depositar a la orden del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones en efectivo, una suma equivalente a 10.000 (diez mil) jornales mínimos para actividades diversas no especificadas en la Capital, o contratar durante la vigencia del permiso, por dicho importe, una póliza de seguros endosada, o fianza bancaria en cualquiera de los casos a nombre del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones.
  - (h) El permisionario tiene preferencia para la selección de uno o más lotes de exploración dentro del área de prospección, de conformidad con la Ley 779/1995.
- 1.5 En cuanto a la concesión para la exploración, y subsiguiente explotación de hidrocarburos respecto de una superficie o área determinada, esta es otorgada por Ley, previa suscripción de un contrato aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo. En estos casos, el interesado debe suscribir con el Estado el contrato de prospección conjuntamente con el contrato de concesión de exploración y subsiguiente explotación sometiénolos a la autorización del Congreso Nacional (artículo 13).
- 1.5.1 La aprobación por ley es con frecuencia una exigencia de las multinacionales del sector cuando contratan con países extranjeros (en algunos países, los contratos son incluso sancionados por el Presidente del Tribunal Constitucional, lo cual resulta aún más absurdo). Sin embargo, se trata de una exigencia que jurídicamente no tiene ninguna lógica y que no aporta mayor seguridad: (i) la ley es por definición general y un contrato es por definición particular, por lo que la Ley que aprueba el contrato de concesión no tiene eficacia como tal; (ii) el concesionario es una empresa privada, los tratados internacionales sólo pueden firmarse entre Estados u organismos supranacionales, por lo que la ley que aprueba el contrato de concesión tampoco tiene eficacia de tratado internacional. En definitiva, la aprobación por ley no proporciona mayor seguridad jurídica al concesionario.
  - 1.5.2 Como consecuencia de la exigencia de la aprobación por el Parlamento, el procedimiento de otorgamiento del permiso de exploración y de concesión de exploración, y subsiguiente explotación se demora y se hace incierto, con el

consiguiente perjuicio de la seguridad jurídica y la pérdida de interés de los inversores.

1.5.3 En la práctica, existen diversas modalidades de contratos para el desarrollo de las actividades de prospección, exploración y explotación, predominando fórmulas distintas a la concesión. En particular, las más destacadas son: licencia o concesión; contratos de reparto de producción (PSC, Production Sharing Contract, el más extendido internacionalmente), contratos de asociación o joint venture (Colombia) y contratos de servicios con asunción de riesgo (Ecuador, Perú, Brasil o Argentina). Las diferencias son importantes. Así, un PSC es un contrato firmado entre un país que tiene hidrocarburos (fundamentalmente petróleo) y una o varias compañías multinacionales. La idea básica en este tipo de contratos radica en el hecho de que la propiedad del petróleo extraído siempre corresponde al Estado, actuando las compañías petroleras como meros contratistas para llevar a cabo la exploración y explotación de dicho petróleo. Una vez que el petróleo es producido, y tras la recuperación de las inversiones iniciales, el contratista compartirá la producción con el Estado en los términos acordados. Por el contrario, en una concesión el petróleo producido corresponde a la multinacional que, a cambio, paga un canon al Estado por la exploración y explotación. Además, un PSC es un contrato de carácter privado, pudiendo pactarse la resolución de conflictos a través de un arbitraje, cosa que no ocurre en las concesiones donde los conflictos, dado el carácter de contratos públicos que ostentan dichas concesiones.

## 1.6 Concesión de exploración.

1.6.1 La concesión de exploración comprende el derecho exclusivo de explorar el área concedida por el plazo de cuatro años, prorrogable por un plazo que no excederá de dos años, periodos durante los cuales el concesionario se obliga a cumplir un programa mínimo de trabajos e inversiones. Durante los primeros cuatro años, el concesionario deberá perforar como mínimo un pozo exploratorio, y si obtuviere prórroga, un pozo adicional por cada año o porción prorrogada. Las principales características técnicas de dichos pozos serán definidas en el contrato de concesión.

1.6.2 Las concesiones de exploración se adjudican en lotes de 40.000 has. (cuarenta mil hectáreas) cada uno, hasta un área máxima de 800.000 has. (ochocientos mil hectáreas). Estos lotes de exploración son adjudicados por el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. La ubicación de los lotes de exploración puede ser contigua o no, siempre que se encuentren ubicados dentro del área objeto del permiso de prospección, debiendo ser contiguos en caso que se solicite directamente la concesión de exploración y subsiguiente explotación. La concesión de exploración confiere el derecho inherente al concesionario, de seleccionar, en cualquier momento del plazo original o de su o sus prórrogas, uno o más lotes de explotación dentro de cada lote de exploración, así como de seguir seleccionando otros lotes de exploración hasta completar o no la superficie máxima anteriormente mencionada. Confiere así mismo el derecho de proseguir con los trabajos de prospección en toda área de prospección cuyo permiso no haya vencido y en el área de exploración.

1.6.3 El contrato de exploración debe ser suscrito previa presentación de los siguientes recaudos: (i) del comprobante de haber depositado en la "Cuenta Especial" del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, como garantía

de fiel cumplimiento del Contrato, la suma de 0,10 U\$S diez centavos de dólar americano) por hectárea (el Ministerio podrá aceptar la fianza por una suma equivalente, de una institución bancaria o póliza de una compañía de seguros endosada a su nombre); y (ii) del comprobante de haber depositado en la "Cuenta Especial" del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, abierta con el Banco Central del Paraguay, la suma de 0,10 U\$S (diez centavos de dólar americano) por hectárea sobre el área de los lotes de exploración seleccionados. Así mismo, se mantendrá durante el plazo de la concesión la garantía de 10.000 (diez mil) prevista para la prospección. Si la concesión de exploración se transformare en concesión de explotación, el concesionario debe duplicar el monto de la garantía mencionada. Asimismo, con la finalidad de garantizar el resarcimiento de daños que pudiera causar a terceros o al Estado, el concesionario de explotación debe depositar a la orden del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, en efectivo, una suma equivalente a 35.000 (treinta y cinco mil) jornales mínimos legales para actividades diversas no especificadas en la Capital, o contratar durante la vigencia de la concesión, por dicho importe, una fianza bancaria o póliza de seguros endosada, en cualquiera de los casos a nombre del ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones.

- 1.6.4 El concesionario de exploración puede utilizar todos los medios científicos en sus operaciones; construir y emplear cualquier medio de transporte y comunicación por tierra, aire y agua; establecer campamentos, edificios, terminales y obras portuarias, perforaciones exploratorias y, en general, realizar todas las actividades necesarias para el completo ejercicio de su derecho, sujetándose a lo que prescriben la Ley y sus reglamentos.
  - 1.6.5 El concesionario de exploración que descubriese en alguna de sus concesiones los hidrocarburos a las que se refiere esta Ley 1182/1985, puede utilizarlas libremente en las operaciones propias de la exploración, dentro del área de su concesión.
  - 1.6.6 El otorgamiento de una concesión de exploración obliga a su titular a deslindar el área en el terreno, a realizar los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia, de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que la concesión comprenda.
  - 1.6.7 El concesionario debe iniciar los trabajos de exploración dentro de un año de la fecha del decreto de otorgamiento de la concesión o de haber ingresado en dicha etapa, según el caso. Si así no fuere, la concesión otorgada quedará sin efecto.
- 1.7 Concesión de explotación
- 1.7.1 La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo contrato, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas, dentro de tales límites y a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades.

- 1.7.2 El concesionario de explotación debe comunicar por escrito al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, la extensión y ubicación de las áreas escogidas para explotación acompañando un plano general de la concesión de exploración y planos especiales de cada una de las áreas escogidas para explotación. Los planos deben contener las características y especificaciones detalladas en el reglamento. La comunicación y los planos podrán presentarse en cualquier tiempo dentro del período de exploración o de su prórroga.
- 1.7.3 Los lotes para explotación serán de una extensión no menor de 20 has. (veinte hectáreas) ni mayor de 5.000 has. (cinco mil hectáreas).
- 1.7.4 Las concesiones de explotación tienen una vigencia de 20 (veinte) años a contar desde el día siguiente de la fecha de la autorización por el Congreso o de la fecha de haber ingresado en dicha etapa según el caso. El Poder ejecutivo puede, a petición del concesionario, prorrogarlas hasta por 10 (diez) años en las condiciones establecidas en el contrato de concesión y siempre que el concesionario haya dado cumplimiento a todas las obligaciones emergentes de la concesión, debiendo presentar la respectiva solicitud con una antelación no menor de seis meses al vencimiento de la concesión.
- 1.7.5 Cuando el concesionario encuentre un yacimiento con posibilidades de explotación comercial, tiene la obligación de notificarlo al Estado y tiene la facultad de decidir la fecha de ingreso al período de explotación, seleccionando el primer lote de explotación, debiendo obligatoriamente hacerlo durante el período de exploración inicial, su prórroga o su extensión en caso de suspensión.
- 1.7.6 El concesionario está obligado a vender y a entregar al Estado o a las refinerías existentes en el país, en el puesto de salida de sus depósitos principales la cantidad proporcional de hidrocarburos que le corresponde, en relación con la producción total, para satisfacer el consumo interno del país, cantidad que será determinada anualmente por el Ministerio de Obras Públicas y comunicaciones conjuntamente con el Ministerio de Industria y Comercio. Dicha venta se efectuará a los precios corrientes mundiales en boca de pozo para hidrocarburos de características similares, más el costo de transporte entre el lugar de producción y el punto de entrega, y más el costo de manipuleo y almacenamiento.
- 1.7.7 El concesionario está obligado a suministrar trimestralmente al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones todos los datos técnicos y estadísticos referentes a los trabajos de investigación, exploración y explotación, datos que serán tenidos en reserva durante el plazo de dos años, pero que podrán ser publicados con acuerdo del concesionario antes del cumplimiento de dicho plazo.
- 1.7.8 El concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de los plazos establecidos en el contrato, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con las características y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

- 1.7.9 El concesionario tiene un plazo de cinco años, computados desde la selección del primer lote de explotación para completar la selección de todos los lotes de explotación. A los 10 (diez) años de iniciado el plazo de la concesión de explotación, el concesionario debe tener en explotación la totalidad de los lotes seleccionados. A partir de esa fecha la no explotación de un lote de explotación por más de tres años consecutivos, alternados o interrumpidos es causa justificada de reversión automática del lote al Estado.
- 1.8 No se regulan con nitidez, ni en la ley, ni en el contrato de concesión, las obligaciones de los permisionarios o de los concesionarios. Asimismo, los plazos indicados resultan excesivamente breves. Asimismo, el permisionario no tiene ninguna garantía de que en su momento el Parlamento aprobará la concesión. Como consecuencia de todo ello, en la práctica, los plazos se incumplen de manera sistemática.
- 1.9 Régimen tributario: La Ley 779/95 propone un tratamiento tributario especial para las empresas petroleras, que se puede resumir en los siguientes puntos.
- 1.9.1 La Prospección y la Exploración están exentas de todo tributo municipal, departamental y/o fiscal, incluyendo las solicitudes de permiso de prospección y de concesiones, así como los respectivos contratos.
- 1.9.2 Durante la Explotación, la tasa del Impuesto sobre la Renta es del 30% sobre las utilidades líquidas del año. Adicionalmente, la remesa de utilidades o dividendos al exterior no estará sujeta a impuestos. Además, se puede deducir del Impuesto sobre la Renta, en concepto de factor de agotamiento, una suma que está libre de todo impuesto, igual al 15% del valor bruto de la producción de hidrocarburos comercializados, hasta un límite correspondiente al 50% de las utilidades líquidas.
- 1.9.3 La importación de maquinarias y materiales que sean necesarios para la prospección, explotación, transporte, industrialización y comercialización de los hidrocarburos está exenta de los derechos de importación y toda tributación. Asimismo, el petróleo y sus derivados y su transporte están exentos de los derechos de exportación.
- 1.10 Derechos sobre el refino, transporte y almacenamiento: El concesionario tiene el derecho de manufacturar, refinar, almacenar, transportar, construir las instalaciones necesarias y vender en el país o en el exterior su producción.
- 1.11 Cánones y regalías: Durante la fase de Explotación, el concesionario está obligado a pagar un canon inicial de 30 centavos de USD/ha y un canon anual que varía de 20 centavos de USD/ha (del 1º al 5º año) a 2 USD/ha (del 16º al 20º año de concesión). Las regalías al Estado se establecen en el 10% de la producción bruta de petróleo (hasta 5000 bbl/d), el 12% de la producción bruta (desde 5001 bbl/d hasta 50.000 bbl/d) y el 14% de la producción bruta (de 50.001 bbl/d en adelante). Por comparación, en muchos países petroleros, el Estado, en virtud de las condiciones del contrato PSC adquiere hasta el 50% de la producción.
- 1.12 Fiscalización y regulación del sector: El organismo rector de la política de hidrocarburos, así como el responsable por la regulación y fiscalización de las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos es el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. Para llevar a cabo esta función la Ley 779/1995 la atribuye una serie de funciones:

- (a) ejecutar y dar cumplimiento a la política establecida por el Poder Ejecutivo para el sector de hidrocarburos;
- (b) otorgar los permisos para la prospección de hidrocarburos;
- (c) negociar y suscribir los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- (d) asegurar que las operaciones de explotación se realicen bajo conceptos y normas establecidas para una explotación racional, preservando la conservación de los recursos de hidrocarburos del país;
- (e) cuidar que las operaciones de hidrocarburos se efectúen de acuerdo a normas de alta técnica y eficiencia, procurando una recuperación y procesamiento óptimos de los hidrocarburos;
- (f) fiscalizar las actividades relacionadas con la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos;
- (g) establecer un registro de los permisionarios, concesionarios y subcontratistas que existieren en el país, así como de los correspondientes contratos y base de datos de las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos;
- (h) promover la inversión en las actividades de prospección y exploración de hidrocarburos;
- (i) aplicar las sanciones a que le faculden la presente ley y el contrato respectivo;
- (j) proponer las tarifas de los hidrocarburos en boca de pozo, de acuerdo a disposiciones legales vigentes, normas y prácticas internacionales en uso en el sector de hidrocarburos, para el pago de regalías. Estos precios serán aprobados por Decreto del Poder Ejecutivo;
- (k) proponer las tarifas de transporte y distribución por oleoductos, gasoductos y poliductos de acuerdo a disposiciones legales vigentes, normas y prácticas internacionales en uso en el sector hidrocarburos y someterlas a la aprobación del Poder Ejecutivo;
- (l) patrocinar y realizar estudios económicos y técnicos con referencia a los asuntos de su competencia, recabando para este fin toda la información pertinente y llevando las estadísticas del desarrollo y evolución del sector de hidrocarburos;
- (m) reglamentar todo lo referente a la determinación de límites de áreas, estructuras comunes, caminos de penetración, y otros medios comunes de utilización y resolver las controversias que pudieran surgir al respecto;
- (n) coordinar con las autoridades correspondientes el cumplimiento de las disposiciones relacionadas a la preservación del medio ambiente.

## CAPÍTULO 5 DIAGNÓSTICO

### 1 General

- 1.1 En los capítulos 2, 3 y 4 precedentes hemos realizado un análisis del sistema vigente en la Unión Europea y en particular en España, en MERCOSUR y en los países del MERCOSUR, y finamente en Paraguay. Como consecuencia de dicho análisis se han ido poniendo de manifiesto una serie de fortalezas y debilidades del marco jurídico del Paraguay que tratamos de sintetizar en los dos epígrafes subsiguientes.

### DIAGNÓSTICO

#### Fortalezas

- Normativa de MERCOSUR
- Normativa de los países del MERCOSUR

#### Debilidades

- Falta de integración institucional
- Dificultad en la práctica para modificar la legislación
- Sector eléctrico: insuficiencia de la regulación, escasa utilización de CPP y rigidez de la regulación de la tarifa
- Sector del gas: insuficiencia de la regulación y legislación orientada a un proyecto empresarial concreto ya abandonado
- Sector de distribución y comercialización de hidrocarburos, la excesiva rigidez del sistema de regulación de las tarifas
- Sector de prospección, exploración y explotación: falta de desarrollo y actualización de la regulación, limitaciones impuestas a PETROPAR para participar en consorcios o sociedades, y la falta de desarrollo y necesidad de actualización del sistema de contratos

### 2 Fortalezas

- 2.1 Como aspectos favorables que se han puesto de manifiesto en el curso de dicho análisis cabe destacar dos fundamentalmente: el marco regulador constituido por la normativa del MERCOSUR; y el marco regulador constituido por la normativa de los países integrantes del MERCOSUR.
- 2.2 Por un lado, el MERCOSUR, al igual que ha ocurrido en Europa con la Unión Europea, se está configurando como la locomotora para la modernización, homogenización e integración de los mercados y de la legislación de los Estados: dicha locomotora puede ir más o menos rápido, pero en todo caso, lo que es indudable a la vista de la experiencia examinada es que está avanzando. En particular, dicho avance se ha materializado en relación con el sector de la energía en dos documentos muy importantes que son la Decisión 10/98, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR, XIV reunión del Consejo del Mercado Común en Buenos Aires, el 23 de julio de 1998 y la Decisión 10/99, Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR, XVII reunión del Consejo del Mercado Común en Montevideo, el 7 de diciembre de 1999. En dichos documentos se define la estructura

del futuro mercado integrado de la electricidad y del gas entre los países del MERCOSUR. Dicha definición sirve para fijar el escenario futuro hacia el que deben igualmente avanzar las reformas en el marco regulador en Paraguay.

- 2.3 Por otro lado, Brasil, Argentina y Uruguay, los países que junto con Paraguay constituyen el MERCOSUR, han realizado ya la reforma de su marco regulador del sector de la energía. Asimismo, a la vista de la experiencia del funcionamiento de dichos marcos reguladores, está realizando ajustes en el mismo. Como consecuencia de ello, Paraguay, a la hora de abordar la reforma de su marco regulador, va a poder ajustar dicha reforma a los marcos de los otros países del MERCOSUR, de modo que el marco que se implante en Paraguay se ajuste a la regulación de dichos otros marcos, en beneficio de su funcionalidad.

### **3 Debilidades**

- 3.1 En cuanto a los aspectos menos favorables, cabe señalar:

- (a) la falta de integración institucional entre los distintos órganos dentro de la Administración con competencias en el sector de la energía;
- (b) la dificultad que ha existido en la práctica para modificar la legislación vigente;
- (c) en el sector eléctrico, la no existencia de una regulación general del sector, la escasa utilización de las estructuras de CPP (Cooperación Público Privadas) por los agentes del sector, y la rigidez de la regulación de la tarifa que no repercute convenientemente los costes y que tiene una escasa discriminación de supuestos;
- (d) en el sector del gas, no existe una regulación general del sector y la legislación existente está orientada al desarrollo de un proyecto empresarial concreto ya abandonado;
- (e) en el sector de distribución y comercialización de hidrocarburos, la excesiva rigidez del sistema de regulación de las tarifas; y
- (f) en el sector de prospección, exploración y explotación, la falta de desarrollo y actualización de la regulación existente, las limitaciones impuestas a PETROPAR para participar en consorcios o sociedades para el desarrollo de sus actividades, y la falta de desarrollo y actualización de un sistema moderno de contratos de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos.

- 3.2 Estas circunstancias se exponen con detalle en el cuerpo del capítulo 3, por lo que, en aras de la claridad de la exposición, remitimos a dichos capítulo para su explicación.

## CAPÍTULO 6 PROPUESTA DE UN NUEVO MARCO REGULADOR

### SECCIÓN 1 ESCENARIO REGULATORIO PROPUESTO

En la presente sección se describe la propuesta del escenario futuro del marco regulatorio de acuerdo con la visión descrita en el Documento Técnico.

### ESCENARIO REGULATORIO PROPUESTO

<p><b>Organización institucional:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Ministerio, Secretaría General o Dirección General de la Energía</li> <li>•ente regulador: control del sistema y tutela de la competencia</li> <li>•comisión interministerial</li> </ul>	<p><b>Sector eléctrico:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Mercado libre: productores, comercializadores (ANDE), grandes consumidores, armonizado con MERCOSUR (principio de reciprocidad).</li> <li>•Mercado regulado: tarifa de referencia</li> <li>•Transporte/distribución: ANDE, distribuidores (CPP) y regulación del ATR</li> </ul>
	<p><b>Sector Gas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Mercado libre: productores, comercializadores y grandes consumidores, armonizado con MERCOSUR (principio de reciprocidad)</li> <li>•Mercado regulado: tarifa de referencia</li> <li>•Transporte distribución: disponibilidad de capacidad ociosa, obligación de conexión y regulación de ATR</li> <li>•(Ente autárquico)</li> <li>•Reserva estratégica</li> </ul>
	<p><b>Prospección, exploración y explotación de hidrocarburos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Sector liberalizado</li> <li>•Medidas de tutela de la competencia : Tarifas de referencia indexadas, porcentajes máximo de participación en el mercado, etc.</li> <li>•PETROPAR como agente del mercado</li> <li>•Reserva estratégica</li> </ul>
	<p><b>Energías renovables</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Régimen especial</li> <li>•(Ente autárquico fomento desarrollo de energías renovables)</li> </ul>

#### 1 Organización institucional

- 1.1 El marco institucional estaría constituido por tres elementos: un Ministerio, Secretaría General o Dirección General de la Energía, un ente regulador y una comisión interministerial.
- 1.2 El Ministerio, Secretaría General o Dirección General de la Energía sería el órgano con funciones ejecutivas en el sector de la energía. Concentraría las competencias ejecutivas en relación con el sector. Dicho órgano de la Administración podría dividirse a su vez en áreas: electricidad; gas; petróleo; prospección, exploración y explotación de hidrocarburos; energías renovables; y política energética.
- 1.3 El ente regulador sería un órgano independiente de vigilancia y control de carácter sectorial<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> Sería conveniente crear un único ente regulador para todo el sector de la energía en lugar de tres órganos, uno para el sector eléctrico, uno para el sector del gas y uno para el sector del petróleo. El sector de la energía constituye una unidad económica. Entre otros aspectos, la actividad de prospección, exploración y explotación puede tener por objeto el gas, el petróleo o ambos; el gas se utiliza en las plantas de cogeneración o de ciclo combinado para la producción de electricidad; o el gas, el gasoil y la electricidad son tres opciones de energía para proporcionar calefacción. Como consecuencia de ello, es conveniente que exista un único ente regulador que realice su función de vigilancia y control

1.4 Por fin, la comisión interministerial sería el órgano de coordinación entre los distintos órganos de la Administración con intereses en relación con el sector de la energía. En dicha comisión podrían estar representados el MOPC, el MIC, la Secretaría Técnica de Planificación, la Secretaría del Medio Ambiente, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Relaciones Exteriores.

## **2 El sector de la electricidad**

### **2.1 El mercado libre**

2.1.1 Se prevé la creación de un mercado libre de electricidad en el que participen productores, comercializadores y grandes consumidores de los países del MERCOSUR mediante transacciones bilaterales.

2.1.2 La ANDE participaría como productor y comercializador (mediante sociedades distintas). Podrían participar empresas de otros países del MERCOSUR con base en el principio de reciprocidad.

2.1.3 En principio, no se prevé un gran desarrollo de dicho mercado: por la debilidad del consumo, la competencia de la energía hidráulica y la gestión del sistema por la ANDE. Sin embargo, la creación del mercado libre debe permitir el acceso de las empresas del Paraguay, con excedentes de electricidad, a los mercados de otros países del MERCOSUR.

2.1.4 En principio, no parece conveniente la constitución formal de un pool o mercado organizado debido al reducido número de operadores. Dicho mercado organizado debería constituirse en su caso en el marco del MERCOSUR, proceso en el que se podría avanzar de manera paulatina.

### **2.2 El mercado regulado**

2.2.1 Los transportistas y los distribuidores suministrarían electricidad a los distribuidores y a los consumidores respectivamente mediante una tarifa aprobada por el órgano del ejecutivo con competencias en el sector de la energía. Dicho mercado regulado comprendería la mayor parte de los consumidores del país y garantizaría la defensa del interés general.

2.2.2 La regulación de la tarifa considerada en su conjunto debería de reflejar los costes del sector, de modo que se garantice la solvencia del sistema, y un porcentaje de beneficio comercial. Sin embargo, se establecerían distintos tipos de tarifa en función de horarios, potencia, regularidad del consumo,

---

sobre todo el sector teniendo en cuenta su unidad económica. En España, en el Reino Unido y en otros países, originariamente se crearon entes reguladores distintos para el sector eléctrico y el sector de hidrocarburos. Así, en España, se constituyó una Comisión Nacional del Sistema Eléctrico con competencia exclusivamente sobre dicho sector eléctrico, creada por la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, en un plazo de tiempo breve, se ha pasado a constituir entes reguladores únicos para todo el sector de la energía. En España, se constituyó la Comisión Nacional de la Energía por la Ley 38/1998 del Sector de Hidrocarburos, cuya disposición adicional décima suprime la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y en virtud de la cual la Comisión Nacional de la Energía asume sus competencias. En el caso del Paraguay, la Ley 1948/2002 de transporte por ductos prevé un ente regulador para el sector del gas. Asimismo, la Comisión de Reforzamiento de PETROPAR plantea la constitución de un ente regulador específico para el sector del petróleo. De acuerdo con lo que hemos expuesto, creemos más conveniente que exista un único ente regulador común para todo el sector de la energía. En todo caso, la constitución de un ente regulador para el sector del gas y para el sector del petróleo constituye un avance respecto de la situación actual. No obstante, es necesario que más pronto que tarde, todos los posibles entes reguladores, de la electricidad, del gas o del petróleo, se integren en un solo ente regulador común.

actividades, zonas geográficas, etc. con el objetivo de optimizar el uso del recurso que es la energía.

### **2.3 Red de transporte y distribución**

2.3.1 La ANDE siempre debería conservar a gestión técnica del sistema (red de transporte y red de distribución), las funciones de regulador en materia técnica, y las funciones de vigilancia y control del mismo.

2.3.2 La ANDE sería la titular de la red de transporte. A efectos de desarrollarla red de transporte, la ANDE podría recurrir a diversas modalidades de CPP (Cooperación Público Privada), transfiriendo según las necesidades, todas o algunas de las obligaciones de financiación, construcción, operación, mantenimiento y explotación a la iniciativa privada de forma temporal, dando lugar a diversos tipos de contratos como el contrato de arrendamiento financiero, obra, obra en modelo Alemán, management o gestión, operación y mantenimiento, el de concesión (equivale a un BOT – Built Operate and Transfer - o a un DFBO – Design, Finance, Built and Operate) u otros.

2.3.3 La actividad de distribución podría desarrollarse por operadores a su riesgo y ventura en virtud de autorización de la ANDE. Podría incentivarse la participación de las municipalidades en cuanto que el suministro de electricidad es uno de los servicios que deben proveer a sus ciudadanos. En aquellos casos en que no existan operadores interesados en la prestación del servicio, la ANDE, cuando concurren razones de interés general, podría asumir la distribución directamente u otorgar una concesión, en ambos casos, el déficit financiero de la explotación debería ser subvencionado por el resto de los usuarios de la red mediante la inclusión dentro de la tarifa de suministro y/o de transporte de una partida afectada a dicha subvención (se trata de la creación de obligaciones de servicio público que son subvencionadas por todos los usuarios del sistema, como consecuencia de la concurrencia de razones de interés público o general).

2.3.4 El mercado libre exigirá la regulación de acceso de terceros a la red (ATR), es decir el régimen en virtud del cual los agentes del mercado podrán adquirir capacidad en la red de transporte y distribución, mediante el abono de un peaje, y transportar su electricidad por la red hasta el punto de suministro a sus clientes, finales o no.

## **3 El sector del gas**

### **3.1 Mercado**

3.1.1 Los agentes del mercado serían los productores, los comercializadores y los consumidores.

3.1.2 Los productores, los comercializadores y los grandes consumidores podrán desarrollar su actividad y realizar transacciones en régimen de libre mercado. Este mercado libre estaría armonizado con la normativa del MERCOSUR.

3.1.3 Asimismo, los transportistas, distribuidores y comercializadores podrán suministrar a los consumidores en general con arreglo a tarifas de referencia y condiciones estándares de contratación. Las tarifas deberán ser suficientes para cubrir costes (adquisición del gas, almacenamiento, transporte y

comercialización) y el beneficio comercial. En todo caso, es probable que el mercado de consumidores en general no se desarrolle a corto o medio plazo.

- 3.1.4 La participación en el mismo de las empresas de otros países y en particular de países del MERCOSUR estaría condicionada al reconocimiento en dichos países del mismo derecho a las empresas del Paraguay.

### 3.2 Red de transporte y distribución

- 3.2.1 Las empresas podrán construir y operar libremente gasoductos de transporte y distribución. Las empresas de transporte/distribución deberán tener como objeto exclusivo dicha actividad: sin perjuicio de poder estar integradas e el mismo grupo empresarial con empresas que se dediquen a otras actividades, incluidas la producción y comercialización de gas (se trata de garantizar la transparencia del sistema).
- 3.2.2 El titular del gasoducto estará obligado a poner a disposición de terceros la capacidad ociosa y en todo caso, un mínimo de la capacidad del gasoducto. Dicho régimen exigirá la regulación de acceso de terceros a la red (ATR), es decir el régimen en virtud del cual los agentes del mercado podrán adquirir capacidad en la red de transporte y distribución, mediante el abono de un peaje, y transportar su gas por la red hasta el punto de suministro a sus clientes, finales o no. El ATR debe garantizar la transparencia, competencia, no discriminación y seguridad jurídica entre los agentes. El peaje debería reflejar los costes del sistema y un porcentaje de beneficio comercial.
- 3.2.3 Asimismo, el titular del gasoducto estará obligado a permitir la conexión de instalaciones y otros gasoductos al mismo de forma que se posibilite la creación de una red integrada. En caso de conexión de varios gasoductos de diversos titulares, la gestión técnica del sistema corresponderá al transportista/distribuidor titular de la mayor parte de las instalaciones. Los titulares de los gasoductos participarán en los ingresos del mismo como consecuencia del régimen de ATR en proporción al gas transportado por sus instalaciones.
- 3.2.4 Por fin, con el objeto de garantizar a los consumidores el suministro y la libertad de elección de suministrador, la capacidad en los gasoductos debe estar ligada al consumidor y no al comercializador.

### 3.3 Ente autárquico

- 3.3.1 El Estado podría constituir un ente autárquico que tendría como actividad propia la de promover el desarrollo del sector del gas (podría crearse utilizando la infraestructura de COMIGAS).
- 3.3.2 Dicho ente podría: (i) actuar como promotor y operador de gasoductos de transporte y distribución; (ii) otorgar concesiones para su desarrollo cuando concurren circunstancias de interés general que lo aconsejen fijando la retribución del operador con cargo a las tasas del sector; (iii) imponer a los operadores obligaciones de interés general (por ejemplo, de realización de obras – como estaciones de compresión - para incrementar la capacidad de las instalaciones, fijando la retribución de las mismas); (iv) actuar como comercializador para suministrar gas con arreglo a tarifa, pudiendo suministrar dicho a gas a consumidores, a grandes consumidores o exportarlo. En caso

de que actuara como transportista/distribuidor y como comercializador, debería hacerlo a través de sociedades filiales distintas, con el objeto de garantizar la transparencia.

- 3.3.3 El ente autárquico podría financiarse con: (i) la creación de tasas que graben la actividad de producción, transporte, distribución y comercialización de gas; la tarifa por el uso de sus instalaciones e ingresos por suministro de gas; (iii) exacciones especiales que graben a determinados grupos de usuarios que se benefician directamente de su actividad; o (iv) cesiones obligatorias de gas por los productores (participación del Estado en la explotación de los recursos del país que debería establecerse con mucha prudencia para no perjudicar la competitividad del gas nacional incrementando su precio de manera excesiva).
- 3.3.4 El papel del ente autárquico en los primeros momentos de desarrollo del sector será necesariamente escaso. No obstante, en caso de que se acredite la existencia de potencial para la creación de un verdadero sector del gas, su intervención puede ser fundamental para promover el desarrollo del mismo. Dicho ente, puede impulsar, con los recursos propios y con la colaboración de empresas privadas, los proyectos de infraestructuras necesarios para el desarrollo del sector.

#### 3.4 **Reservas estratégicas**

Los productores estarán obligados a mantener reservas estratégicas que aseguren la continuidad del suministro durante un plazo mínimo.

### 4 **El sector del petróleo**

#### 4.1 **Mercado**

- 4.1.1 Los agentes del mercado serían productores, refinerías (en su caso), transportistas, almacenistas, distribuidores, comercializadores y consumidores.
- 4.1.2 En principio, los agentes del mercado operarían en régimen de libre competencia.
- 4.1.3 El ente regulador del sector de la energía tendría un papel fundamental de cara a controlar el funcionamiento del mercado, garantizar los intereses de los consumidores, la competencia y la transparencia.
- 4.1.4 Por fin, la participación en el mismo de las empresas de otros países y en particular de países del MERCOSUR estaría condicionada al reconocimiento en dichos países del mismo derecho a las empresas del Paraguay.

#### 4.2 **PETROPAR**

- 4.2.1 En principio, de acuerdo con los trabajos de la Comisión de Reforzamiento de PETROPAR, la misma pasaría a ser un agente más del mercado, compitiendo con otros agentes privados.
- 4.2.2 En coherencia con su condición de agente del mercado, se deberían eliminar en la regulación de PETROPAR aquellas previsiones, tales como limitaciones para participar en sociedades, obligaciones de contribuir al erario público, obligaciones fiscales, que no afectan a las empresas privadas;

- 4.2.3 Asimismo, PETROPAR podría conservar algunas funciones públicas. En particular: (i) sería la empresa responsable de mantener una reserva estratégica que garantice el suministro del Paraguay en situaciones de crisis de abastecimiento, reserva que se constituiría en los términos previstos en el apartado 4.3 siguiente; y (ii) se le atribuirían determinadas competencias en relación con las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos, en los términos previstos en el epígrafe 5 siguiente.
- 4.2.4 Por fin la Administración podría impulsar la colaboración (incluso la convergencia) entre los agentes nacionales presentes en el sector, incluido PETROPAR, con el objeto de crear las condiciones para que sean competitivos en el nuevo mercado.

#### 4.3 Reserva estratégica

Los transportistas (importadores) y distribuidores estarían obligados a constituir una reserva estratégica proporcional a su participación en el mercado. Dicha reserva la constituirían mediante: (i) el mantenimiento de reservas estratégica en sus propias instalaciones de almacenamiento (distintas de sus reservas operativas que puedan venir reguladas por Ley); (ii) la entrega de producto a PETROPAR (u otro ente autárquico que se pueda constituir con dicho fin) para su almacenamiento, debiendo abonar los costes de dicho servicio de almacenamiento; o (iii) la adquisición de PETROPAR o al ente público del producto quedando el mismo en depósito.

### 5 Prospección, exploración y explotación de hidrocarburos

- 5.1 El marco regulador establecería un régimen de obtención de autorizaciones, permisos y concesiones de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos. El régimen de otorgamiento de dichos permisos, autorizaciones y concesiones estará basado en los principios de objetividad, transparencia, celeridad y no discriminación.
- 5.2 El marco regulador establecerá una regulación más extensa y detallada de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Entre otras materias, deberán ser objeto de una regulación más detallada las siguientes: (i) el programa de trabajo; (ii) el régimen económico, pudiendo incluir el pago de un canon por la concesión, la participación del Estado en la producción, compensaciones a las Administraciones locales en donde se localicen las explotaciones, etc.; (iii) obligaciones en cuanto a mercado final de la producción; (iv) seguridad y salud en el trabajo; (v) obligaciones medioambientales, etc. Se trata de modernizar y estandarizar los precedentes existentes de acuerdo con la práctica internacional en el sector. Dichos contratos no revestirían la forma de Ley, sino de contrato.
- 5.3 El Estado podrá intervenir en la actividad de prospección, exploración y explotación a través de PETROPAR y del ente autárquico previsto para el sector del gas. Su intervención puede ser diversa: (i) pueden impulsar proyectos; (ii) pueden colaborar con otras empresas en el desarrollo de proyectos; (iii) pueden ser los receptores o beneficiarios de la producción reservada a favor del Estado. De este modo, PETROPAR y el ente autárquico del sector del gas podrían asegurar que parte de la riqueza generada por la actividad de explotación revierte en el Paraguay, y sobre todo, ser el origen de un sector empresarial nacional paraguayo en las actividades de prospección, exploración y explotación.
- 5.4 La política energética en relación con las actividades de prospección, exploración y explotación, se desarrollarán en coordinación con la Secretaria del Medio Ambiente,

coordinación que se articulará a través de la comisión interministerial prevista en el apartado 1 (organización institucional). Se trata de coordinar los intereses generales en relación con el desarrollo económico y con la defensa del medioambiente.

## 6 Energías renovables

### 6.1 El régimen especial

Por fin, se prevé la existencia de un régimen especial, consistente en un cuerpo de legislación que establezca un conjunto de medidas que incentiven el uso de las energías renovables y de las energías verdes, con las finalidades de mejorar la calidad del servicio, el medioambiente, y extender el suministro a lugares distantes de la red de transporte y distribución a un coste razonable.

### 6.2 Ente autárquico

Asimismo, podría crearse un ente autárquico, financiado con una tasa sobre la actividad del sector de la energía y con los ingresos de sus actividades, cuya finalidad sería prestar asistencia técnica, fomentar, financiar, promover y participar en estudios y proyectos de energías renovables. Entre sus objetivos, se incluirían: (i) el fomento de la energía eólica y fotovoltaica para suministrar electricidad a comunidades aisladas; (ii) el fomento de la energía eléctrica mini-hidráulica y de la cogeneración para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico; (iii) el fomento del gas para consumo privado, como sustitutivo de la biomasa; (iv) fomentar el uso de bio-combustibles, pudiendo por ejemplo llegar a acuerdos con las Administraciones municipales para el uso de bio-combustibles en el transporte público; etc.

## SECCIÓN 2 OBJETIVOS

### OBJETIVOS

---

- Desarrollo de una estructura institucional integrada
- Establecer un marco regulador moderno, completo y estable, que proporcione seguridad jurídica
- Avanzar en la configuración de un mercado libre y en competencia, en el marco del MERCOSUR, si bien con distintos grados de alcance, según las características del sector
- Establecer las condiciones para la constitución de un sector empresarial nacional en el sector de la energía, partiendo de los actuales agentes presentes
- Promover la extensión y seguridad del abastecimiento, de acuerdo con tarifas ajustadas, y respetuoso con el medio ambiente

- 1.1 La parte legal del PESE debe perseguir los siguientes objetivos:
- (a) el desarrollo de una estructura institucional integrada;
  - (b) establecer un marco regulador moderno, completo y estable, que proporcione seguridad jurídica;
  - (c) avanzar en la configuración de un mercado libre y en competencia, en el marco del MERCOSUR;
  - (d) establecer las condiciones para la constitución de un sector empresarial nacional en el sector de la energía;
  - (e) promover la extensión y seguridad del abastecimiento, de acuerdo con tarifas ajustadas, y respetuoso con el medio ambiente.
- 1.2 Estos objetivos se han formulado teniendo en cuenta los objetivos marcados en la otra parte del presente PESE, la parte socio-económica y técnica.

#### SECCIÓN 4 LÍNEAS DE ACTUACIÓN

### LÍNEAS DE ACTUACIÓN

#### Estructura institucional integrada

- Ministerio, Secretaría General o Dirección General
- ERE
- comisión interministerial

#### Seguridad jurídica

- completar la regulación existente
- cuerpo de textos legales cuya estructura responda a estándares internacionales
- procedimientos administrativos basados en los principios de objetividad, no discriminación, transparencia y celeridad

#### Mercado en el marco de MERCOSUR

- regular el mercado libre de la electricidad y el ATR a la red de transporte-distribución de electricidad
- regular el mercado libre de gas y el ATR a la red de transporte-distribución de gas
- establecer mecanismo de tutela de la competencia
- promover la creación de un mercado integrado de MERCOSUR

#### Sector empresarial nacional

- promover la participación de la iniciativa privada nacional mediante fórmulas de CPP
- promover la actividad de la ANDE, de PETROPAR y de un ente autárquico en el sector del gas, como agentes paraguayos en sus respectivos sectores
- promover la participación del Estado, directamente o a través de entes autárquicos, en la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos

#### Extensión y mejora del abastecimiento

- regular mecanismos habituales en el ámbito internacional: reservas estratégicas de gas e hidrocarburos; etc.
- sistemas de tarifas de referencia en electricidad, gas y petróleo, basadas en costes, incluidos los costes medioambientales
- regular el régimen especial
- promover la actividad de entes autárquicos cuya función sea la de fomentar el desarrollo, pudiendo participar en los proyectos, de los sectores del gas, de las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos, y las energías renovables

- 1.1 Se proponen las siguientes líneas de actuación en relación con el objetivo de desarrollo de una estructura institucional integrada:
- (a) unificar las competencias del ejecutivo en relación con el sector de la energía en un único órgano de la Administración (Ministerio, Secretaría General o Dirección General de la Energía);

- (b) configurar un ente regulador (preferentemente a varios entes);
  - (c) promover la creación de una comisión interministerial que garantice la coordinación entre los órganos de la Administración con interés en el sector de la energía;
- 1.2 Se propone la siguiente línea de actuación en relación con el objetivo de establecer un marco regulador completo y moderno, que proporcione seguridad jurídica:
- (a) completar la regulación existente en el sector de la energía: electricidad, gas, petróleo y prospección, exploración y explotación de hidrocarburos;
  - (b) establecer un cuerpo de textos legales cuya estructura responda a estándares internacionales;
  - (c) establecer procedimientos administrativos basados en los principios de objetividad, no discriminación, transparencia y celeridad;
- 1.3 Se proponen las siguientes líneas de actuación en relación con el objetivo de avanzar en la configuración de un mercado libre y en competencia, en el marco del MERCOSUR:
- (a) regular un mercado libre de la electricidad, adaptado a la normativa del MERCOSUR, permitiendo la participación en el mismo de agentes de otros países, en particular del MERCOSUR, con base en el principio de reciprocidad,
  - (b) establecer un régimen de ATR en relación con la red de transporte y distribución de electricidad;
  - (c) regular un mercado libre del gas, adaptado a la normativa del MERCOSUR, permitiendo la participación en el mismo de agentes de otros países, en particular del MERCOSUR, con base en el principio de reciprocidad;
  - (d) establecer un régimen de ATR en relación con la red de transporte y distribución de gas;
  - (e) establecer mecanismo de tutela de la competencia en el mercado, en particular, en el sector del petróleo y sus derivados;
  - (f) impulsar el desarrollo de la normativa del MERCOSUR y su transposición por los Estados Parte;
- 1.4 Se proponen las siguientes líneas de actuación en relación con el objetivo de establecer las condiciones para la constitución de un sector empresarial nacional en el sector de la energía:
- (a) promover la participación de la iniciativa privada nacional en el sector mediante fórmulas de colaboración público privadas (CPP);
  - (b) promover la actividad de la ANDE, de PETROPAR y de un ente autárquico en el sector del gas, como agentes paraguayos en sus respectivos sectores;
  - (c) promover la participación del Estado, directamente o a través de entes autárquicos, en la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos;

- 1.5 Se proponen las siguientes líneas de actuación en relación con el objetivo de promover la extensión y seguridad del abastecimiento, de acuerdo con tarifas ajustadas, y respetuoso con el medio ambiente:
- (a) introducir en la regulación mecanismos habituales en el ámbito internacional, relacionadas: reservas estratégicas de gas e hidrocarburos;
  - (b) establecer sistemas de tarifas de referencia en electricidad, gas y petróleo, basadas en costes, incluidos los costes medioambientales;
  - (c) regular el régimen especial en el que se establezcan los mecanismos de promoción para el desarrollo de proyectos de energías renovables y cogeneración;
  - (d) promover la actividad de entes autárquicos cuya función sea la de fomentar el desarrollo, pudiendo participar en los proyectos, de los sectores del gas, de las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos, y las energías renovables.

## SECCIÓN 5 MEDIDAS EN RELACION CON MERCOSUR

### MEDIDAS EN RELACIÓN CON MERCOSUR

---

- implementación de la Decisión 10/98, Memorando de Entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR
- Implementación de la Decisión 10/99, Memorando de Entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR
- Implementación de la Decisión 26/03, Programa de Trabajo 2004-2006
- promover el desarrollo de los trabajos en MERCOSUR en relación con la armonización de armonización de criterios en cuanto a precio de la energía, que refleje los costes, incluidos los medioambientales, y su tratamiento tributario

#### 1 Implementación de la Decisión 10/98

- 1.1 Paraguay debería impulsar la aplicación entre los Estados Parte del MERCOSUR, de la Decisión 10/98, Memorando de Entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR, XIV reunión del Consejo del Mercado Común, en Buenos Aires, el 23 de julio de 1998.

- 1.2 Paraguay tiene un sector eléctrico desarrollado cuya integración en el mercado integrado debe realizarse con prudencia.
- 1.3 Dicha integración podría llevarse a cabo mediante, entre otros, los mecanismos siguientes:
  - (a) mediante acuerdos entre empresas del sector de distintos países que poco a poco, aplicando un principio de reciprocidad, vayan compartiendo sus respectivos mercados;
  - (b) mediante acuerdo bilaterales con otros Estados Parte para integrar sus mercados en los términos limitados de la Decisión 10/98;
  - (c) mediante la incorporación en el ordenamiento jurídico del Paraguay del contenido de la Decisión 10/98, haciendo depender su aplicación de la existencia de reciprocidad entre los Estados Parte;
  - (d) mediante la propuesta y promoción de la constitución de un mercado organizado (*pool*) común a los países del MERCOSUR que tenga por objeto negociar los excedentes de energía existentes en cada país con el objeto de obtener una mejor asignación de recursos entre los Estados Partes.

## **2 Implementación de la Decisión 10/99**

- 2.1 Paraguay debería impulsar la aplicación entre los Estados Parte del MERCOSUR de la Decisión 10/99, Memorando de Entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los Estados Partes del MERCOSUR, XVII reunión del Consejo del Mercado Común, en Montevideo, el 7 de diciembre de 1999.
- 2.2 En el presente caso, Paraguay no tiene un sector del gas, ni una legislación completa del sector gas. Por ello, la integración puede realizarse directamente, sin fases intermedias. En este sentido, Paraguay debería incorporar a su ordenamiento jurídico el contenido de la Decisión 10/98, en todo caso, haciendo depender su aplicación de la existencia de reciprocidad entre los Estados Parte.

## **3 Implementación de la Decisión 26/03**

- 3.1 Paraguay debería impulsar la aplicación entre los Estados Parte del MERCOSUR de la Decisión 26/03, Programa de Trabajo 2004-2006, XXV Consejo del Mercado Común, de 15 de diciembre de 2003.
- 3.2 En particular, se trataría de promover la aplicación de las tareas previstas en el apartado 4.2 del anexo: Integración física y energética: (i) definir la matriz energética de requerimientos futuros de los Estados Parte; (ii) establecer programas de infraestructura física que potencien la distribución de los recursos con su correspondiente análisis de factibilidad, definición de financiamiento y adjudicación de las obras; (iii) regular las disciplinas comerciales que regulan el comercio y los servicios correspondientes de transporte de dichas infraestructuras.
- 3.3 A dicho efectos, Paraguay debería promover que por parte de MERCOSUR se desarrollen los trabajos y se adopten las disposiciones convenientes para aplicar dicha Decisión.

**4 Desarrollo de los trabajos en relación con el establecimiento de una política común de precios de la energía**

4.14 Paraguay debería promover el desarrollo de los trabajos en MERCOSUR en relación con la armonización de armonización de criterios en cuanto a precio de la energía, que refleje los costes, incluidos los medioambientales, y su tratamiento tributario.

4.15 Este es uno de los objetivos del MERCOSUR desde sus orígenes, que se recoge en el Tratado de Asunción; en la Decisión 1/93, del Consejo del Mercado Común, Coordinación de Políticas Macroeconómicas, Sectoriales e Institucionales; la Resolución 57/93, del Grupo Mercado Común, por el que se aprueba el documento "Directrices de políticas energéticas en el MERCOSUR"; y en especial de la Resolución 150/96, XXIV reunión del Grupo Mercado Común, de 13 de diciembre de 1996, Pautas negociadoras do Subgrupo N° 9 – Energía.

**SECCIÓN 6 MEDIDAS EN RELACIÓN CON LA ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL**

**MEDIDAS EN RELACIÓN CON LA ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL**

- Ley o decreto de creación del **Ministerio, Secretaría o Dirección General de la Energía** que agrupe todas las competencias del ejecutivo sobre el sector de la energía

- Decreto de creación de una **comisión interministerial** que integre a todos los órganos del ejecutivo con intereses en el sector de la energía:

- Ministerio, Secretaría o Dirección General de la Energía; la Secretaría Técnica de Planificación; el MOPC; el MIC; el Ministerio de Relaciones Exteriores; el Ministerio de Hacienda; y la Secretaría de Medio Ambiente

- Ley de creación de un **ente regulador**, esto es, un órgano independiente de vigilancia y control de carácter sectorial

- La constitución de un ente regulador del sector del petróleo y sus derivados, o en el sector de la electricidad, puede considerarse como un estadio intermedio, que de paso en el corto o medio plazo, a la constitución de un único ente regulador del sector de la energía

**1 Ley o decreto de creación de un Ministerio, Secretaría General o Dirección General de la Energía**

1.1 Se propone la creación de un órgano gubernamental, que podría revestir la forma de Ministerio, Secretaría o Dirección de Energía y que concentraría las competencias sobre el sector de la energía que en la actualidad están dispersas entre Gobierno, el MIC, el MOPC, el Vice-Ministerio de Minas y Energía, las entidades binacionales, COMIGAS o PETROPAR.

1.2 Dicho órgano de la Administración podría dividirse a su vez en seis áreas: (i) electricidad; (ii) gas; (iii) petróleo; (iv) prospección, exploración y explotación de

hidrocarburos; (v) energías renovables (incluida la cogeneración); y (vi) política energética.

- 1.3 A dichos efectos, existe ya un proyecto elaborado por el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones al que hemos hecho referencia en el capítulo 3 y que podría servir como punto de partida para su regulación.
- 1.4 En todo caso, persistiría el problema de coordinar dicho órgano con las entidades binacionales ITAIPU y YACIRETÁ. En relación con dichas entidades, el Gobierno, de acuerdo con los tratados, tiene las competencias para: (i) regular por vía de tratado internacional (intercambio de notas reversales) los estatutos, las inversiones y el régimen económico de ambas entidades binacionales; (ii) nombrar y cesar a los representantes de Paraguay en el Consejo de Administración y en la Junta Directiva o Comité de Dirección; (iii) decidir sobre las cuestiones que exceden de la competencia del Consejo de Administración, o en aquellas en que el Consejo de Administración no haya alcanzado un acuerdo. El futuro Ministerio, Secretaría o Dirección General de Energía deberá hacer un esfuerzo especial de coordinación en relación con las entidades binacionales, ya que en principio, no es previsible una modificación de los tratados internacionales que regulan ambas entidades binacionales para colocarlas directamente bajo la competencia del mismo.

## **2 Decreto de creación de comisión interministerial**

- 2.1 En propone la constitución de una comisión interministerial en la que participen todos los órganos del ejecutivo con competencias que afecten al sector de la energía.
- 2.2 La comisión podría estar integrada, entre otros, por: el Ministerio, Secretaría o Dirección General de la Energía; la Secretaría Técnica de Planificación; el MOPC; el MIC; el Ministerio de Relaciones Exteriores; el Ministerio de Hacienda; y la Secretaría de Medio Ambiente.
- 2.3 Dicha comisión podría constituirse bien como comisión con funciones de coordinación, o como comisión con competencias delegadas del Gobierno (lo que aumentaría indudablemente su capacidad de impulsar el sector).
- 2.4 En todo caso, se trata de constituir una comisión y en ningún caso una nueva Secretaría. Dicha comisión, en cuanto tal, no tendría una organización personal y de medios materiales propios, ni presupuesto propio, sino que se serviría de los medios y presupuestos de las partes integrantes.

## **3 Ley de creación de un ente regulador**

- 3.1 Se propone la constitución de un ente regulador, esto es, un órgano independiente de vigilancia y control de carácter sectorial.
- 3.2 El ente regulador podría configurarse como un ente autárquico con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como plena capacidad de obrar, adscrito orgánicamente al Ministerio, Secretaría o Dirección General de la Energía.
- 3.3 El Ministerio o Secretaría de Energía designaría a los componentes de dicho ente regulador entre profesionales de reconocido prestigio con experiencia en el sector y ejercería el control de eficacia sobre su actividad. En todo caso, no es conveniente que exista una relación de obediencia directa entre el ente regulador y el Gobierno, ya que

ello daría al traste con la pretendida función reguladora e independiente del ente regulador.

3.4 En particular, son funciones típicas de un órgano regulador, las siguientes:

- (a) funciones normativas: dictar resoluciones de desarrollo y ejecución de las normativa del sector energético aprobada por el Parlamento y por el Ejecutivo;
- (b) de propuesta e informe: (i) proponer al Parlamento y al Ejecutivo disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos y, en particular, en el desarrollo de las leyes relativas al sector; (ii) elaborar propuestas e informes de planificación energética; (iii) elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas; (iv) informar en los expedientes de autorización de instalaciones energéticas;
- (c) ejecutivas: (i) determinar los sujetos a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro a los usuarios, proponiendo las medidas a adoptar; (ii) la apertura de expedientes sancionadores y realizar la instrucción de los mismos; (iii) autorizar el desarrollo de actividades en el sector energético por los agentes, controlando los requisitos de capacidad económica, técnica y legal de los mismos; (iv) acordar su organización y funcionamiento interno y seleccionar y contratar a su personal;
- (d) de defensa de la competencia (muy importante en el futuro de integración de MERCOSUR): velar para que los sujetos que actúen en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia (cuando sea aplicable);
- (e) de resolución de conflictos: resolver los conflictos que surjan entre los sujetos que realicen actividades en el sector de la energía, incluidos los conflictos en relación con: el derecho de acceso de terceros a las redes de transporte de gas y de electricidad; en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte de electricidad y de gas; o en relación con los precios aplicados por los comercializadores y distribuidores de hidrocarburos;
- (f) inspectoras: (i) inspeccionar las condiciones técnicas de las instalaciones; (ii) el cumplimiento de los requisitos establecidos en las concesiones y licencias; (iii) las condiciones económicas y actuaciones de los sujetos en cuanto puedan afectar a la aplicación de las tarifas y criterios de remuneración de las actividades energéticas (muy importante en caso de establecimiento de un régimen especial); (iv) la correcta facturación y condiciones de venta de las empresas distribuidoras y comercializadoras a consumidores y clientes cualificados; (v) la continuidad del suministro de energía eléctrica; (vi) la calidad del servicio.

3.5 La experiencia en la Unión Europea demuestra que la configuración de un ente regulador independiente y profesional constituye un elemento clave para el desarrollo de un mercado energético, con independencia de si el nivel de competencia es mayor o menor. Dicho ente regulador funciona de forma eficiente en países con niveles de apertura a la competencia muy distintos, como Francia, Portugal, España o Reino Unido.

3.6 Como hemos señalado previamente, sería conveniente crear un único ente regulador para todo el sector de la energía en lugar de tres entes, uno para el sector eléctrico, uno para el sector del gas y uno para el sector del petróleo. En todo caso, como también hemos señalado, la constitución de un ente regulador para un determinado sector, como el del petróleo y sus derivados, o en el sector de la electricidad, puede

considerarse como un estadio intermedio, que de paso en el corto o medio plazo a la constitución de un único ente regulador mediante la fusión de los varios entes específicos de la electricidad, del petróleo y sus derivados o del gas.

## SECCIÓN 7 MEDIDAS EN RELACIÓN CON EL SECTOR ELÉCTRICO

### MEDIDAS EN RELACIÓN CON LA ELECTRICIDAD

- **Interpretación de la Ley 966/64**
  - Permite la libre concurrencia en relación con las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización, salvo el abastecimiento público (ex artículos 5, 6 y 7).
- **Decretos**
  - de tarifas por abastecimiento (basada en costes del sistema y beneficio industrial)
  - de actividades de transporte y distribución (ATR): manual de gestión técnica; manual de restricciones; régimen económico del sistema
  - de tarifas por transporte y distribución (costes del sistema y beneficio industrial)
  - del mercado regulado (contrato de abastecimiento y contrato de conexión)
  - del mercado (productores, comercializadores y grandes consumidores)
- **Ley del sector eléctrico**
  - Sería conveniente
  - Desarrollaría a su vez por los decretos mencionados
  - Mientras se tramita, puede ser conveniente avanzar regulando los decretos
- **Revisión de situación jurídica de ITAIPU y YACYRETA**
  - Precio de la energía: el del tratado o el del mercado (BRS o ARG) si es superior
  - Derecho a adquirir mas energía que la necesaria para consumo interno y derecho a exportar el excedente
  - renegociación de la deuda con Brasil, para beneficiarse de tipos de interés más bajos
  - reestructurar la deuda de YACYRETA

#### 1 Interpretación de la Ley 966/64

- 1.1 Es conveniente realizar una nueva lectura de la Ley 966/64. Como hemos señalado en el capítulo 3, la Ley 966/64 permite la libre concurrencia en relación con las actividades de: producción (p.ej. las colonias Chortitzer, Neuland y Ferhein); transporte; distribución; y comercialización, salvo el abastecimiento público (alumbrado público) (ex artículos 5, 6 y 7). Asimismo, la ANDE puede otorgar por concesión el abastecimiento público (artículo 65) (p.ej. CLYFSA).
- 1.2 El Ministerio, Secretaria o Dirección General de Energía, con base en dicha interpretación, podría autorizar la actividad de otros productores, transportistas, distribuidores y comercializadores. El Ministerio, Secretaria o Dirección General de Energía deberían regular por decreto los términos para acceder a dichas autorizaciones, con el objeto de proporcionar al sistema de seguridad jurídica, estableciendo por dicho mecanismo los términos de la apertura del mercado (ajustándose a los términos de la Decisión 10/98 de MERCOSUR).
- 1.3 Asimismo, la ANDE podría otorgar concesiones (u otras modalidades de CPP) para el desarrollo de la actividad de transporte, distribución y abastecimiento público. En particular, la ANDE podría transmitir a la iniciativa municipal y a la iniciativa privada la actividad de distribución, centrándose la ANDE en su actividad característica de transporte.

- 1.4 De acuerdo con las consideraciones realizadas en el Informe Técnico del PESE, no se considera prioritario establecer ningún mecanismo para la participación privada en la ANDE. De hecho, como se justifica en dicho Informe, dicho tipo de actuaciones podrían incluso resultar desestabilizadoras.

## **2 Decreto de tarifas por el abastecimiento de energía eléctrica**

- 2.1 El Ministerio, Secretaría o Dirección General de Energía debería aprobar por decreto la regulación de las tarifas. Dicho decreto deberá revisarse anualmente y en todo caso, cuando las circunstancias lo aconsejen.
- 2.2 Tal y como se establece por la normativa de MERCOSUR, las tarifas deberán fijarse con base en los costes de la actividad, incluidos en particular los costes medioambientales, más un beneficio industrial. En todo caso, los costes deberán estar soportados por los correspondientes informes de acceso público para garantizar la transparencia del sistema.
- 2.3 El decreto deberá regular la estructura de la tarifa con el objeto de dar transparencia al sistema. Dicha estructura podría responder al siguiente esquema:
- (a) las tarifas de energía eléctrica son habitualmente de estructura binómica y están compuestas por un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía;
  - (b) sobre dichas tarifas se establecen recargos o descuentos como consecuencia de la discriminación horaria, del factor de potencia, de la estacionalidad o de la interrumpibilidad;
  - (c) asimismo, sobre dicho importe se añadirían los impuestos, recargos y gravámenes establecidos o que se establezcan sobre el consumo que sean de cuenta del consumidor (el régimen especial, la financiación del ente regulador, costes de operación del sistema, garantía de potencia, etc.);
  - (d) sobre dicha tarifa, se añadirán el coste de los servicios complementarios, como alquileres de equipos de medida o control, derechos de acometida, enganche y verificación, y aquellos otros cuya repercusión sobre el usuario este legalmente autorizada.

## **3 Decreto que regule actividades de transporte y distribución**

- 3.1 El Ministerio, Secretaría o Dirección General de Energía debería aprobar por decreto la regulación de las actividades de transporte y distribución.
- 3.2 La ANDE sería el gestor técnico del sistema. La ANDE debería aprobar un manual de operación técnica del sistema y en particular la regulación del mecanismos de resolución de restricciones.
- 3.3 La ANDE sería titular de la red de transporte, pero podría ceder a terceros su construcción y explotación vía fórmulas de CPP o concesión.
- 3.4 La actividad de construcción y explotación de instalaciones de distribución podría desarrollarse por operadores a su riesgo y ventura en virtud de autorización de la ANDE (sujeto a que sea técnicamente viable). En aquellos casos en que no existan

operadores interesados en la prestación del servicio, la ANDE podría asumir la distribución directamente u otorgar una concesión.

- 3.5 Los titulares de instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica deberán facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía a los productores, comercializadores y grandes consumidores en condiciones de igualdad, con arreglo a precios no discriminatorios y por plazos que permitan realizar planificaciones a largo plazo (regulación del ATR o Acceso de Terceros a la Red). La determinación de la capacidad de la red y la decisión sobre el ATR correspondería al gestor técnico del sistema (la ANDE) que cómo tal es el único en condiciones de valorar dicha cuestión.
- 3.6 Se establecerá el régimen económico de la actividad de transporte, realizada por la ANDE o por terceros. Dicho régimen regularía la distribución de los ingresos del sistema entre todos los transportistas y distribuidores en función de las inversiones y rentabilidad de las instalaciones. La inclusión de las instalaciones en el régimen de retribución de la actividad de transporte estaría condicionada a que dichas instalaciones cumplan con los objetivos de planificación del sistema (fijado por la ANDE). En particular, dicho régimen económico incluiría aportaciones especiales a aquellas instalaciones promovidas por la ANDE por razones de interés general (directamente o vía concesión) y que no resulten rentables por sí mismas.
- 3.7 Se regularía la calidad del servicio de transporte, determinada por la continuidad del suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados a la red de transporte (número y duración de las interrupciones); la calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión; la indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte; y los niveles de tensión y frecuencia en los puntos frontera del transporte.

#### **4 Decreto que regule las tarifas por la prestación de los servicios de transporte y distribución**

- 4.1 El Ministerio, Secretaria o Dirección general de la Energía fijaría por decreto las tarifas de transporte y distribución.
- 4.2 Dicha tarifa podría ser postal, por distancia o por trayectos, debiendo tenerse en cuenta las implicaciones de cada uno de estos sistemas (en la Unión Europea predomina el sistema postal, que corresponde con el carácter fungible de la electricidad y la extensión de la red).
- 4.3 La tarifa incluiría: los costes de transporte de energía eléctrica; los costes de distribución de energía eléctrica; costes del pago de garantía de potencia; costes por interrumpibilidad; compensaciones a pagar a los productores en régimen especial (retribuye su contribución al funcionamiento equilibrado del sistema y a la mejora del medioambiente); costes de la ANDE por el operador del sistema; y los costes del ente regulador, en su caso.

#### **5 Decreto que regule el mercado regulado**

- 5.1 La regulación deberá incluir la regulación del contrato de abastecimiento y el contrato de conexión que se adaptarán a las condiciones generales aprobadas en un modelo oficial del Ministerio, Secretaria o Dirección General de la Energía.

## **6 Decreto que regule el mercado libre**

- 6.1 Por fin, el Ministerio, Secretaria o Dirección general de la Energía regularía por decreto el mercado abierto a la competencia. El objetivo es el de dar entrada limitada a la cooperación del sector privado en aquellos ámbitos del sector eléctrico en los que puedan contribuir de manera eficiente a mejorar el servicio.
- 6.2 Se prevé la existencia de productores independientes (autoproductores -como las colonias menonita-, pequeños productores, productores en régimen especial, centrales destinadas fundamentalmente a la exportación o a suministrar a grandes consumidores), comercializadores y consumidores cualificados (grandes consumidores).
- 6.3 Los agentes mencionados en el párrafo precedente podrían realizar transacciones de electricidad, físicas y financieras, entre si o con agentes del exterior, en régimen de libre mercado. A dicho efectos, tendría derecho igualmente al uso de la red de transporte y distribución con sujeción al régimen de ATR y a las tarifas aprobadas para las actividades de transporte y distribución. La ANDE tendría siempre preferencia para adquirir electricidad a tarifa de los productores para cumplir sus obligaciones de abastecer al público.
- 6.4 En el caso de que se tratare de empresas de otros países del MERCOSUR, su posibilidad de intervenir en el mercado paraguayo debería quedar condicionada en todo caso al reconocimiento en su país de origen de los mismos derechos a las empresas del Paraguay, incluida la ANDE (tal y como se prevé en la normativa de MERCOSUR). Dicho reconocimiento de derecho debería ser no solamente formal (como podría ser reconocer el derecho de acceso, pero rechazar el acceso por falta de capacidad, cobrar tarifas de transporte discriminatorias, o exigir un volumen de negocio elevado para iniciar la actividad), sino también material.

## **7 Ley del sector eléctrico**

- 7.1 En principio, sería conveniente que existiera una ley del sector eléctrico que estableciera un marco regulatorio del sector eléctrico y cuyo contenido comprendería las materias que se expresa en las medidas 1 a 5 precedentes. Dicha ley se desarrollaría a su vez por los decretos mencionados en dichas medidas precedentes. En todo caso, de momento los proyectos de 1999, 2001 y el último de Productores Independientes de Energía Eléctrica, no han conseguido ser aprobados. Por ello, mientras se redacta y tramita dicha Ley del sector eléctrico, puede ser conveniente avanzar regulando las medidas mencionadas anteriormente.

## **8 Revisión de la situación legal en relación con ITAIPÚ y YACIRETÁ**

- 8.1 Paraguay debería tratar de reabrir la negociación del tratado de ITAIPU y de YACIRETÁ en lo que se refiere a importe de la compensación por la cesión de energía eléctrica, con el objeto de que se establezca un precio más justo que se corresponda con el verdadero valor de la misma. En este sentido, podría incluso establecerse alguna formula por referencia al precio del mercado en Brasil y Argentina, siempre estableciendo un precio mínimo que sería el ya acordado en el respectivo tratado. En todo caso, se trata de medidas difíciles de implementar en la medida en que se pretende la modificación de un tratado internacional, que precisa por tanto del acuerdo de la otra Alta Parte Contratante.

- 8.2 Sería conveniente realizar una recopilación y análisis jurídico de toda la documentación relativa a la Nota Reversal de 9 de enero de 1992 entre Argentina y Paraguay. Es importante que Paraguay tenga un conocimiento exacto de su posición jurídica en dicho asunto y en su caso, pueda tomar una decisión en cuanto al sometimiento de la controversia a algún procedimiento de resolución de conflictos internacional. En último término, un reconocimiento de la nulidad de dicha Nota Reversal, y consiguientemente, de un derecho de crédito de YACIRETÁ frente a Argentina, podría contribuir a reducir la deuda de YACIRETÁ, fortaleciendo cualquier posición negociadora de Paraguay.
- 8.3 Como hemos señalado en el cuerpo de este escrito, el artículo XIII del tratado de ambas entidades binacionales establece que las Altas Partes Contratantes tendrán un “derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo”. Podría considerarse una relectura de dicho artículo, con el beneplácito de Brasil y Argentina, según los casos, de modo que Paraguay pudiera adquirir mayor cantidad de energía de la que estrictamente necesita para suministrar al consumo interno y exportar dicho exceso a terceros países, obteniendo en tal caso un precio mayor que la compensación establecida en el tratado por cesión de energía.
- 8.4 Sería conveniente igualmente, acordar en el Consejo de Administración de ITAIPU la renegociación de la deuda con Brasil, para tratar de beneficiarse de los tipos de interés más bajos actualmente en el mercado, sobre todo, teniendo en cuenta que se trata de deuda garantizada por la obligación de adquisición del 100 por ciento de Brasil.
- 8.5 En relación con YACYRETÁ, de acuerdo con lo expuesto en el Informe Técnico, cualquier planteamiento de viabilidad del proyecto pasa por reestructurar su deuda, esto es, por la condonación por Argentina de toda o parte de la deuda con dicho país.

## SECCIÓN 8 MEDIDAS EN RELACION CON EL SECTOR DEL GAS

### MEDIDAS EN RELACIÓN CON EL GAS

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ley del Sector el Gas</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modificación de la Ley 1948/2002 de transporte por ductos                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• Régimen de autorización en lugar de concesión</li> <li>• Obligación de conexión, GTS y ATR</li> <li>• Documentos adicionales: NGTS, contrato de transporte, contrato de distribución</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decreto de tarifas por los servicios de transporte y distribución                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifa postal, binomia (reserva y conducción) y basada en costes</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decreto regulador del mercado regulado                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• Regular contrato de abastecimiento y contrato de conexión</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decreto de tarifas por el abastecimiento de gas en el mercado regulado                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifa binomia (capacidad y consumo) y basada en costes</li> <li>• Tarifas por otros servicios como conexión, mantenimiento, alquiler de contadores, etc.</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decreto regulador del mercado libre                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• Productores, comercializadores y grandes consumidores</li> <li>• Participación de empresas de MERCOSUR con base en reciprocidad</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decreto de regulación de reservas estratégicas</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ente autárquico</li> </ul>

## **1 Ley del sector del gas**

- 1.1 Debería aprobarse una Ley del Sector el Gas. A dichos efectos, podría partirse del actual Anteproyecto de Ley Marco del Sector del Gas introduciendo las convenientes modificaciones.
- 1.2 La Ley del Sector debería establecer los principios generales de la regulación de todas las actividades del sector: (i) organización institucional y competencias; (ii) actividad de planificación y coordinación con el desarrollo del territorio; (iii) régimen de actividades; (iv) gestor técnico del sistema; (v) actividad de producción; (vi) actividad de transporte y distribución; (vii) actividad de almacenamiento; (viii) actividad de comercialización; actividad de abastecimiento (ix) régimen económico del sistema; (x) seguridad; (xi) medioambiente; (xii) régimen de autorización y construcción de infraestructuras; (xiii) régimen de infracciones y sanciones. Dichos principios generales que se desarrollarían mediante decretos del ejecutivo y en su caso, mediante resoluciones del ente regulador.
- 1.3 En relación con la organización institucional, debería preverse un único ente regulador del sector de la energía en lugar de un ente regulador específico del sector del gas. Asimismo, las competencias para el otorgamiento de licencias, permisos y autorizaciones, así como las competencias para la aprobación de normativa, son propias del ejecutivo, esto es, del Ministerio, Secretaria o Dirección General de la energía, y no del ente regulador, cuya misión fundamental es de vigilancia y control.
- 1.4 El abastecimiento de energía se considera hoy día como una actividad de interés general y no como un servicio público. En consecuencia, su desarrollo se sujeta a autorización, en lugar de a concesión. El sistema de autorización, de carácter reglado y sin cláusula de reversión, constituye una estructura más atractiva para el desarrollo por la iniciativa privada, de proyectos de infraestructuras.
- 1.5 No resultan realistas las restricciones a la integración vertical de los agentes del sector previstas en el Anteproyecto. En lugar de prohibir dicha integración vertical, deberían adoptarse medidas para garantizar la transparencia, no discriminación y competencia del sistema. Dichas medidas son entre otras: obligaciones de información; obligación de separación de actividades en sociedades distintas; limitaciones a la cuota de mercado; obligación de conexión de infraestructuras; regulación de tarifas; regulación del ATR; etc.

## **2 Modificación de la Ley 1948/2002 de transporte por ductos**

- 2.1 La actividad de transporte está regulada por ley. Sin embargo, en cuanto se apruebe la Ley del Sector del Gas, en la que se establecerán los principios fundamentales de la regulación del sector, la actividad de transporte podría regularse por decreto.
- 2.2 Las empresas de transporte/distribución deberán tener como objeto exclusivo dicha actividad: sin perjuicio de poder estar integradas e el mismo grupo empresarial con empresas que se dediquen a otras actividades, incluidas la producción y comercialización de gas (se trata de garantizar la transparencia del sistema).
- 2.3 Las empresas podrán construir y operar libremente gasoductos de transporte y distribución previa autorización administrativa. El titular del gasoducto estará obligado a permitir la conexión de instalaciones y otros gasoductos al mismo de forma que se posibilite la creación de una red integrada. En caso de conexión de varios gasoductos de diversos titulares, la gestión técnica del sistema corresponderá al

transportista/distribuidor titular de la mayor parte de las instalaciones. Los conceptos de sistema, de gestión integrada del sistema y de centro de gravedad del sistema son conceptos esenciales que deben estar reflejados con claridad en la regulación.

- 2.4 El titular del gasoducto estará obligado a poner a disposición de terceros la capacidad ociosa y en todo caso, un mínimo de la capacidad del gasoducto. Dicho régimen exigirá la regulación del ATR que debe garantizar la transparencia, competencia, no discriminación y seguridad jurídica entre los agentes. Con el objeto de garantizar a los consumidores el suministro y la libertad de elección de suministrador, la capacidad en los gasoductos debe estar ligada al consumidor y no al titular del gasoducto o al comercializador, de modo que el comercializador que adquiera un cliente adquirirá la capacidad afectada a dicho cliente.
- 2.5 Se regularía el régimen económico del sistema. Los titulares de los gasoductos participarán en los ingresos del mismo como consecuencia del régimen de ATR en proporción al gas transportado por sus instalaciones. El régimen económico deberá garantizar la suficiencia del sistema.
- 2.6 Otras materias objeto de regulación, serían: reservas de capacidad, régimen de recursos o conflictos de acceso ante el ente regulador, programación, nominaciones, mediciones, mermas y autoconsumos, repartos, balance, planificación, operación del sistema, predicción de demanda, plan de mantenimiento, inspección y control, emergencias, comunicaciones o calidad.
- 2.7 Como documentos adicionales, deberían redactarse el manual de gestión técnica del sistema (incluyendo operación del sistema, mediciones y resolución de restricciones), el modelo de contrato de transporte, y el modelo de contrato de distribución. El contenido de estos documentos es esencial para el correcto funcionamiento del sistema. En muchos ordenamientos, las restricciones a la competencia se articulan mediante la regulación de las normas de operación técnica del sistema.
- 2.8 La ley actual es común a los gasoductos y a los oleoductos, siendo habitual establecer normativas diferenciadas para cada uno de dichos productos.

### **3 Decreto de tarifas por los servicios de transporte y distribución**

- 3.1 El Ministerio, Secretaria o Dirección general de la Energía fijaría por decreto las tarifas de transporte y distribución.
- 3.2 En principio, dicha tarifa sería postal, considerando la red como un sistema integrado.
- 3.3 La tarifa sería binomia, incluyendo un término de reserva de capacidad y un término de conducción. Debería distinguirse entre actividades de almacenamiento, transporte y distribución.
- 3.4 La tarifa incluiría: los costes de amortización de las inversiones; los costes operación y mantenimiento, los costes de gestión técnica del sistema; costes del ente regulador; otros costes con destinos específicos que se puedan establecer (reservas estratégicas, régimen especial); y el beneficio industrial.

### **4 Decreto regulador del mercado regulado**

- 4.1 Se regularía el régimen de autorización, derecho y obligaciones, régimen de vigilancia, infracciones y sanciones.

- 4.2 Los transportistas, distribuidores y comercializadores podrán suministrar a los consumidores en general con arreglo a tarifas de referencia y condiciones estándares de contratación.
- 4.3 La participación en el mismo de las empresas de otros países y en particular de países del MERCOSUR estaría condicionada al reconocimiento en dichos países del mismo derecho a las empresas del Paraguay.
- 4.4 La regulación deberá incluir la regulación del contrato de abastecimiento y el contrato de conexión que se adaptarán a las condiciones generales aprobadas en un modelo oficial del Ministerio, Secretaria o Dirección General de Energía.

## **5 Decreto de tarifas por el abastecimiento de gas en el mercado regulado**

- 5.1 El Ministerio, Secretaria o Dirección General, fijaría mediante decreto las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para los transportistas y para los distribuidores.
- 5.2 Las tarifas, peajes y cánones serán únicos para todo el territorio nacional, en función del volumen, presión y forma de consumo y tendrán carácter de máximos. La aplicación a los consumidores y comercializadores de las tarifas, peajes y cánones por debajo de los valores máximos vigentes en cada momento será transparente, objetiva y no discriminatoria, teniendo la adecuada difusión entre los usuarios.
- 5.3 Las tarifas, los peajes y cánones se establecerán de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes objetivos: (i) retribuir las actividades reguladas; (ii) asignar, de forma equitativa, entre los distintos consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, los costes imputables a cada tipo de suministro; (iii) incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista; (iv) no producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.
- 5.4 Las tarifas aplicables a los suministros de gas natural se determinarán mediante un sistema basado en costes. Se recogerán los siguientes costes: (i) coste de la materia prima; (ii) costes de conducción: incluirá para cada una de las tarifas los costes medios de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento imputables a la misma (teniendo en cuenta las existencias mínimas de seguridad obligatorias y mermas y autoconsumos que correspondan); (iv) costes de gestión de compra-venta de gas por los transportistas para el suministro de gas a las compañías distribuidoras para su venta a los mercados a tarifa; (v) costes de la actividad de los distribuidores para el suministro de gas imputables a cada una de las tarifas; (vi) desviaciones; (vii) cuota para el ente regulador.
- 5.5 Para cada una de las tarifas dentro de este grupo se determinará un término fijo aplicable al caudal diario a facturar y un término variable aplicable a los kWh consumidos.
- 5.6 Se establecería al menos las siguientes clasificaciones: transportistas, distribuidores y consumidores finales; consumidores conectados a gasoductos de transporte o de distribución, según volumen de consumo; según estacionalidad; según interrumpibilidad; consumo domestico, industrial o agrícola.

- 5.7 Asimismo, los transportistas y distribuidores podrían cobrar a los usuarios por otros servicios como conexión, mantenimiento, alquiler de contadores, etc., según tarifas igualmente reguladas.

## **6 Decreto regulador del mercado**

- 6.1 Se regularía el régimen de autorización, derecho y obligaciones, régimen de vigilancia, infracciones y sanciones.
- 6.2 Los productores, los comercializadores y los grandes consumidores podrán desarrollar su actividad y realizar transacciones en régimen de libre mercado. Este mercado libre estaría armonizado con la normativa del MERCOSUR.
- 6.3 La participación en el mismo de las empresas de otros países y en particular de países del MERCOSUR estaría condicionada al reconocimiento en dichos países del mismo derecho a las empresas del Paraguay.

## **7 Decreto de regulación de reservas estratégicas**

- 7.1 El ente autárquico previsto en el epígrafe siguiente sería el responsable de gestionar las reservas estratégicas de gas.
- 7.2 La función del ente autárquico consistiría en: (i) asegurar el mantenimiento de existencias mínimas de gas, garantizando su disponibilidad en casos de crisis; (ii) armonizar las condiciones de competencia en el mercado en relación con estas obligaciones, y asegurar la transparencia de costes del sistema de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas (en los gasoductos y en almacenamiento); (iii) armonizar permanentemente la calidad de los productos almacenados que constituyen las reservas estratégicas.
- 7.3 Estaría obligados a constituir las reservas estratégicas, los productores, transportistas, distribuidores y comercializadores. Pudiendo constituir dichas reservas directamente, mediante su contratación al ente autárquico o mediante su pago al mismo. El ente autárquico podría contratar dichos servicios a su vez, con los productores (el mejor almacenamiento son los pozos vacíos).
- 7.4 Asimismo, la nueva regulación detallaría una serie de temas concretos en relación con las reservas estratégicas, tales como: (i) formas de adquisición y mantenimiento; (ii) almacenamiento; (iii) contratos tipo; (iv) distribución geográfica; (v) calidad de los productos; (vi) aseguramiento de las existencias estratégicas

## **8 Ente autárquico**

- 8.1 El Estado podría constituir mediante ley un ente autárquico que tendría como actividad propia la de promover el desarrollo del sector del gas (podría crearse utilizando la infraestructura de COMIGAS).
- 8.2 Dicho ente actuaría: (i) como promotor y operador de gasoductos de transporte y distribución; (ii) otorgando concesiones para su desarrollo cuando concurren circunstancias de interés general que lo aconsejen fijando la retribución del operador con cargo a las tasas del sector; (iii) imponiendo a los operadores obligaciones de interés general (por ejemplo, de realización de obras – como estaciones de compresión - para incrementar la capacidad de las instalaciones, fijando la retribución de las mismas); (iv) como comercializador para suministrar gas con arreglo a tarifa, pudiendo

suministrar dicho a gas a consumidores, a grandes consumidores o exportarlo. En caso de que actuara como transportista/distribuidor y como comercializador, debería hacerlo a través de sociedades filiales distintas, con el objeto de garantizar la transparencia.

- 8.3 El ente autárquico podría financiarse con: (i) la creación de tasas que graben la actividad de producción, transporte, distribución y comercialización de gas; la tarifa por el uso de sus instalaciones e ingresos por suministro de gas; (iii) exacciones especiales que graben a determinados grupos de usuarios que se beneficien directamente de su actividad; o (iv) cesiones obligatorias de gas por los productores (participación del Estado en la explotación de los recursos del país que debería establecerse con mucha prudencia para no perjudicar la competitividad del gas nacional incrementando su precio de manera excesiva).

## SECCIÓN 9 MEDIDAS EN RELACIÓN CON EL SECTOR DEL PETRÓLEO

### MEDIDAS EN RELACIÓN CON EL PETRÓLEO

- **Modificación de la Ley 806/1980 de PETROPAR**
  - Aproximar el régimen de PETROPAR al de las entidades privadas con que compite
  - Funciones públicas: reserva estratégica; abastecimiento en supuestos interés general; promoción y participación en actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos
  - No es una prioridad la participación privada en PETROPAR
    - El Estado participación de control (golden share u otros mecanismos)
- **Modificación del Decreto 10911/2000**
  - Medidas con el objeto de: (i) proteger los intereses de los consumidores; y (ii) la competencia
    - porcentaje máximo de participación en las distintas fases de la cadena de producción
    - obligados a suministrar o prestar servicios a los agentes pertenecientes a otros grupos empresariales en condiciones de mercado
    - transparencia del sistema
- **Decreto de tarifas**
  - Tarifas máximas indexadas al mercado internacional
  - Control de la subvención sobre el gasoil: subvenciones a posteriori o acreditaciones personales
- **Reservas estratégicas**
  - Gestionado por PETROPAR
  - Obligación de todos los agentes de contribuir a su mantenimiento

#### 1 Modificación de la Ley 806/1980 de PETROPAR

- 1.1 En la Propuesta Técnica se propone que PETROPAR actúe como un competidor más en el mercado. En relación con dicho cambio de orientación, sería conveniente modificar el régimen jurídico de PETROPAR, aproximándolo al régimen de las entidades privadas con las que ha de competir. Dichas modificaciones incluirían: (i) la sujeción al régimen financiero (eliminando la transferencia del 30% de sus utilidades al Estado) y tributario común; (ii) supresión de la necesidad de utilizar el procedimiento de licitación pública para determinados contratos (entre otros, los contratos de adquisición de petróleo); (iii) fijación de precios con arreglo a tarifa de referencia indexada al precio del crudo en los mercados internacionales; (iv) eliminación de la necesidad de

autorización previa y por ley para participar en emprendimientos, asociaciones, corporaciones, sociedades.

- 1.2 Asimismo, PETROPAR podría conservar algunas funciones de carácter público. En particular: la constitución de la reserva estratégica; el abastecimiento de hidrocarburos a solicitud del Ministerio, Secretaría o Dirección General de Energía en supuestos interés general; la promoción y participación en actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos. Dichas actividades deberían realizarse bien a través de sociedades filiales, o bien a en régimen de separación contable. PETROPAR gozaría de ciertas prerrogativas en relación con el ejercicio de dichas actividades.
- 1.3 Por fin, cualquier planteamiento en relación con la participación privada en el capital social de PETROPAR, empresa pública, mixta o privada, debería tener en cuenta la necesidad de que el Estado conserve capacidad de decisión en relación con determinadas actuaciones de PETROPAR. PETROPAR es una empresa estratégica para Paraguay que garantiza el suministro de productos petrolíferos. Por tanto, el Estado no puede en ninguna circunstancia, desentenderse de su actividad. No obstante, la capacidad de decisión se podría obtener por medio de diversos mecanismos: participación mayoritaria en el capital social; acciones con derechos de voto especiales, incluida la *golden share*; necesidad de autorización gubernamental previa para ciertas actividades, etc.

## **2 Modificación del Decreto 10911/2000**

- 2.1 Podría convertirse el Decreto en una Ley del sector, equiparando su rango al de la prevista Ley del Sector Eléctrico y Ley del Sector del Gas.
- 2.2 Se regularía la libertad de mercado. Sería conveniente, para evitar dudas, regular expresamente la facultad de las empresas privadas de intervenir en la importación de hidrocarburos.
- 2.3 No obstante, existirían una serie de medidas con el objeto de: (i) proteger los intereses de los consumidores a adquirir los productos con arreglo a condiciones equitativas de mercado; y (ii) proteger los intereses generales y de los agentes del mercado a la existencia de un mercado en régimen de competencia:
  - (a) los agentes tendrían limitado su porcentaje máximo de participación en las distintas fases de la cadena de producción, manipulación y suministro con el fin de garantizar la concurrencia de un mínimo de operadores en condiciones de competir, evitando posiciones de dominio;
  - (b) asimismo, los agentes estarían obligados a suministrar o prestar servicios a los agentes pertenecientes a otros grupos empresariales en condiciones de mercado semejantes a las condiciones acordadas con las empresas de su mismo grupo;
  - (c) se establecerían normas con el objeto de asegurar la transparencia del sistema, entre otras: obligación de constituir sociedades distintas (o separación contable) para el desarrollo de actividades de producción, transporte y almacenamiento, distribución y comercialización; obligación de informar sobre acuerdos de colaboración, asociación o sociedad entre agentes del mercado; etc.

### **3 Decreto de tarifas**

- 3.1 En materia de precios, sería conveniente instaurar una política coherente de precios para evitar las distorsiones que dichos precios producen actualmente en el sistema económico paraguayo. Esta nueva política pasaría por establecer un sistema de control por parte del Estado a través de la fijación de unos precios máximos (*price cap*) que actuasen como tope a los precios que pudiesen fijar los agentes privados en el mercado. Estos precios fijados por el Estado deberían ser, ante todo, realistas y ser adoptados a través de un sistema transparente basado en criterios objetivos. Asimismo, dichos precios máximos deberían estar indexados a las materias primas de modo que cualquier corrección en el precio de las mismas al alza o a la baja quedase reflejado en las tarifas correspondientes.
- 3.2 En cuanto al gasóleo, deberían articularse medidas para evitar el falseamiento actual de la competencia derivado de los mecanismos fraudulentos utilizados por parte de la población para beneficiarse de las subvenciones que, en principio, sólo están previstas para los agricultores y los transportistas. Para ello, se podría implantar un sistema de subvenciones a posteriori de forma se mantuviesen los precios no subvencionados para todos los agentes del mercado, pudiendo a continuación los agricultores y transportistas, reclamar la correspondiente subvención directamente al Estado. Otra opción posible, sería la expedición de acreditaciones personales e intransferibles a favor de los sujetos con derecho a subvención con la subsiguiente imposición a los suministradores de medidas de control para la coordinación del sistema.

### **4 Reservas estratégicas**

- 4.1 Asimismo, PETROPAR sería el responsable de gestionar las reservas estratégicas de productos petrolíferos y llevar a cabo el control de las existencias mínimas de hidrocarburos. Esta obligación, impuesta por ley, conllevaría las modificaciones pertinentes en la ley de Hidrocarburos y en la Ley que regula el régimen de PETROPAR.
- 4.2 La función de PETROPAR consistiría en:
- (a) Asegurar el mantenimiento de existencias mínimas de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, garantizando su disponibilidad en casos de crisis.
  - (b) Armonizar las condiciones de competencia en el mercado en relación con estas obligaciones, y asegurar la transparencia de costes del sistema de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos.
  - (c) Armonizar permanentemente la calidad de los productos almacenados que constituyen las reservas estratégicas de productos petrolíferos.
- 4.3 La regulación comprendería:
- (a) La constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas de productos petrolíferos, exigibles a quienes están obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de los mismos.
  - (b) El control del cumplimiento de la obligación de las empresas del sector de hidrocarburos respecto a las existencias mínimas de seguridad que deben

mantener por su cuenta de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo.

- (c) Asimismo, la nueva regulación detallaría una serie de temas concretos en relación con las reservas estratégicas, tales como: (i) formas de adquisición y mantenimiento; (ii) almacenamiento; (iii) contratos tipo; (iv) distribución geográfica; (v) calidad de los productos; (vi) aseguramiento de las existencias estratégicas.

## SECCIÓN 10 MEDIDAS EN RELACIÓN CON LAS ACTIVIDADES DE PROSPECCIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

### MEDIDAS EN RELACIÓN CON LA PROSPECCIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

- **Modificación de la Ley 779/95 de Hidrocarburos**
  - Procedimiento que tenga carácter reglado, rápido, transparente y no discriminatorio.
    - Eliminar el requisito de que las concesiones sean aprobadas por Ley (no es válido como ley, ni como tratado internacional)
  - Establecerse por Ley la preferencia de la actividad de prospección, exploración y explotación sobre las decisiones relativas a planificación medioambiental.

- **Regulación de los permisos de prospección y contratos de exploración y explotación**
  - Debería realizarse una regulación más detallada y extensa del contenido del contrato de prospección, exploración y explotación
    - suscripción del contrato por PETROPAR o el ente autárquico el gas;
    - redacción detallada del programa de trabajos, incluyendo actividades y plazos;
    - procedimiento de mediciones y valoración de la producción;
    - Régimen económico: royalties, costes de producción, bonificaciones, reparto de producción, gas asociado
  - Considerarse la adopción de otras modalidades de contratos distintos del de concesión: vía contrato PSC, consorcio o contrato de servicios

#### 1 Modificación de la Ley 779/95 de Hidrocarburos

- 1.1 El desarrollo de industria de prospección, exploración y explotación exige dotar a dicha actividad de un marco legal que proporcione seguridad jurídica. En este sentido, la labor más urgente sería la de modificar el procedimiento de otorgamiento de permisos de prospección y concesiones de exploración y explotación. Se trataría de regular un procedimiento que tenga carácter reglado, rápido, transparente y no discriminatorio. En particular, debería eliminarse el requisito de que las concesiones sean aprobadas por Ley (no es válido como ley, ni como tratado internacional).
- 1.2 Por otro lado, y con el objeto de resolver los problemas de coordinación con la regulación medioambiental, las consideraciones del interés general, aconsejan establecerse por Ley la preferencia de la actividad de prospección, exploración y explotación sobre las decisiones relativas a planificación medioambiental. Sin perjuicio de ello, la actividad de prospección, exploración y explotación deberá desarrollarse adoptando, en coordinación con las autoridades locales y las autoridades

medioambientales, las precauciones y medidas convenientes para aminorar los efectos sobre el entorno.

## **2 Regulación de los permisos de prospección y contratos de exploración y explotación**

2.1 Debería realizarse una regulación más detallada y extensa del contenido del contrato de prospección, exploración y explotación. En particular, en relación con la regulación de materias tales como las siguientes:

- (a) suscripción del contrato por PETROPAR o el ente autárquico el gas, como cesionarios del Estado (con el objeto de desarrollar la industria nacional);
- (b) constitución de un comité con facultades de decisión sobre el contrato y que agilice su funcionamiento;
- (c) redacción detallada del programa de trabajos, incluyendo actividades y plazos;
- (d) procedimiento de mediciones y valoración de la producción;
- (e) la obligación del concesionario de reducir progresivamente el área de permiso/concesión;
- (f) descripción (identidad del financiador, importe, condiciones, firmeza de compromisos) de los recursos financieros disponibles por el permisionario o concesionario para llevar a cabo la actividad;
- (g) determinación de los costes de la actividad que se deberán rembolsar a las partes con los rendimientos de la producción en su caso, tales como royalties a favor del Estado (5 a 15% de la producción), costes de prospección, exploración y explotación (fijando un máximo anual);
- (h) participación del Estado en la producción, estableciendo una tabla progresiva en proporción a la producción (10% a 60%);
- (i) bonificaciones que deberá abonar el permisionario o concesionario en determinados hitos: descubrimiento; primera producción; al alcanzar determinados volúmenes de producción;
- (j) propiedad del Estado sobre el gas asociado, en caso de pozo de petróleo;
- (k) servicios por la compañía concesionaria de comercializar, en su caso, el petróleo propiedad del Estado;
- (l) obligaciones de uso de medios personales y materiales locales, de proporcionar formación y entrenamiento, de transferencia de tecnología, y de mantenimiento de oficinas locales;
- (m) cumplimiento de la normativa laboral, medioambiental y técnica local;
- (n) obligaciones de información, elaboración y custodia de informes y auditorias, y derechos de vigilancia e inspección de las actividades;

(o) descripción de fuerza mayor;

(p) legislación aplicable y sometimiento a arbitraje internacional especializado.

Esta descripción corresponde a un PSC.

- 2.2 Debería considerarse la adopción de otras modalidades de contratos distintos del de concesión: vía contrato PSC, consorcio o contrato de servicios. Se trata de modalidades en las que el estado conserva la propiedad del recurso natural y favorecen el desarrollo de la industrial nacional pública.

## SECCIÓN 11 MEDIDAS EN RELACIÓN CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES

### MEDIDAS EN RELACIÓN CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES

#### • Ley de Régimen Especial

- Objetivos: proteger el medioambiente; garantizar un suministro de calidad; y proporcionar suministro de energía en aquellas áreas actualmente desabastecidas
- Régimen económico: exenciones fiscales; precio por la energía; subvenciones; obligación de compra de energía
- Actuaciones concretas de promoción por la Administración: estudios de viabilidad, promoción de instalaciones experimentales, o proyectos de desarrollo.
  - Por ejemplo, negociar el uso de dichas energías en el transporte público (bio-diesel)
- Fondos internacionales de cooperación tecnológica, etc.

#### • Creación de un ente autárquico

- Operar en el tráfico privado, impulsar el desarrollo de las energías renovables, pudiendo para ello, financiar la investigación, proyectos experimentales o proyectos empresariales, asesorar en dichos proyectos, y prestar asistencia de toda clase

## 1 Ley de Régimen Especial

- 1.1 De acuerdo con lo expuesto en el cuerpo del presente informe, entendemos que es conveniente establecer una regulación específica del régimen especial, regulación que podrá establecerse vía ley o decreto.
- 1.2 La definición del régimen especial debería comprender las energías renovables, así como la cogeneración de alto rendimiento energético y la autogeneración, para la producción de energía eléctrica y combustibles. Este es un aspecto que normalmente es objeto de una regulación detallada y casuística, con el objeto de que el régimen económico particular regulado para el régimen especial beneficie a proyectos que sean efectivamente de interés para el país.
- 1.3 Los objetivos de dicha regulación serían: (i) proteger el medioambiente mediante la producción de energía con tecnologías no contaminantes; (ii) contribuir a garantizar un

suministro de calidad; y (iii) proporcionar suministro de energía en aquellas áreas actualmente desabastecidas (por ejemplo, áreas donde no llega la red eléctrica de la ANDE).

- 1.4 Se debería regular la competencia para la autorización de las instalaciones o proyectos en régimen especial. Es esta una materia donde con frecuencia se atribuye la competencia a las autoridades locales, departamentales (en España, las Comunidades Autónomas). Asimismo, sería necesaria la intervención de la ANDE cuando se trate de instalaciones de producción de energía eléctrica que van a conectarse a la red de transporte interconectada, para aprobar los aspectos técnicos del proyecto.
- 1.5 Habría que regular el desarrollo de los estudios de viabilidad de los proyectos de instalaciones en régimen especial. Debería regularse el derecho a instalar instrumentos para realizar las mediciones del viento o de la capacidad hidráulica, probablemente mediante la regulación de un derecho de expropiación de uso o de ocupación temporal del dominio público, así como un derecho de preferencia para la construcción y explotación posterior del proyecto. Podrían preverse igualmente medidas de acción económicas para el desarrollo de dichos estudios de viabilidad.
- 1.6 Debería regularse el régimen económico de las instalaciones en dicho régimen especial. Dicho régimen económico deberá prever, entre otros aspectos: (i) exenciones fiscales; (ii) precio por la energía eléctrica vertida, en su caso; (iii) subvenciones a la adquisición de equipos y combustibles; (iv) subvenciones directas a proyectos; (v) derecho de verter los excedentes de energía eléctrica a la red y obligación de compra por parte del transportista. Dichas medidas de acción podrían eliminarse a medida que el sector alcance su madurez económica y técnica, de modo que se conviertan en actividades competitivas frente a la producción de electricidad en régimen ordinario.
- 1.7 Asimismo, deberían preverse actuaciones concretas de promoción por parte de la Administración para fomentar el uso de las energías renovables.
  - 1.7.1 Dichas actuaciones pueden referirse tanto a la realización de los estudios de viabilidad, a la promoción de instalaciones experimentales, o incluso a proyectos de desarrollo más ambiciosos.
  - 1.7.2 Dichas actuaciones pueden estar financiadas por el propio Gobierno de Paraguay, como por organismos internacionales: fondos internacionales de estudios de viabilidad (como los fondos FEV), fondos internacionales de ayuda al desarrollo, fondos internacionales de cooperación tecnológica, etc.
  - 1.7.3 Entre otras, una de las medidas más relevantes y que podría ser objeto de regulación, sería la de imponer o negociar el uso de dichas energías en el transporte público. La implementación de algún proyecto experimental podría realizarse en dicho transporte público y posteriormente, podría imponerse la obligación del transporte público de utilizar bio-diesel, de modo que se garantizara un mercado mínimo para los proyectos de bio-diesel.

## **2 Creación de un ente autárquico**

- 2.1 Podría ser conveniente la constitución de algún ente autárquico, con personalidad jurídica y patrimonio propio, dependiente del Ministerio, Secretaría o Dirección General de Energía, cuya función fuere la de operar en el tráfico privado, impulsar el desarrollo de las energías renovables, pudiendo para ello, financiar la investigación, proyectos experimentales o proyectos empresariales, asesorar en dichos proyectos, y prestar

asistencia de toda clase (papel que juega en España el IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, que está detrás de la financiación de muchos de los proyectos de energías renovables en España).