

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO
INSTITUTO PARA LA INTEGRACIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

INTEGRACION ENERGETICA EN EL CONO SUR

El presente trabajo ha sido preparado por el Consultor Mario A. Wiegers

INSTITUTO PARA LA INTEGRACIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE BID-INTAL
Esmeralda 130 Piso 17° (1035) Buenos Aires, República Argentina

El autor es responsable de las ideas y opiniones expuestas y no
necesariamente reflejan políticas o posiciones del BID o del INTAL

Impreso en la Argentina

BID-INTAL
Integración Energética en el Cono Sur
Buenos Aires, 1996. 187 pp.
DP-511. Publ. N° 001/96

I.S.B.N. 950-738-053-1

US\$ 30.-

PRESENTACION

El presente estudio inicia una serie de publicaciones sobre “**Integración Física en el Cono Sur**”, tema cuya perspectiva futura ofrece uno de los principales escenarios de impulso a la promoción de las inversiones intra y extrarregionales hacia la subregión. Esta serie será complementada con otros estudios que abarcarán diferentes ámbitos sectoriales referidos al campo de la integración física.

El objeto del presente estudio es presentar un análisis de las posibilidades de integración física energética entre los países del MERCOSUR, Bolivia, Chile y Perú, así como la identificación de aquellos proyectos que sirven para materializarla.

Como es conocido, ya existen numerosos desarrollos energéticos binacionales funcionando y en construcción en la subregión, de los cuales los más destacados son los aprovechamientos hidroeléctricos de Itaipú, Salto Grande y Yacyretá. Sin embargo se advierten otras numerosas posibilidades en el campo hidroeléctrico, en las interconexiones eléctricas y en el sector gasífero. En todos los casos se están considerando proyectos que involucran a varios países en emprendimientos de gran envergadura.

El trabajo incluye una recopilación de la situación histórica de recursos, producción y demanda de los países para realizar luego una prospectiva de los distintos recursos energéticos para el período 1995-2010 con el objeto de determinar excedentes y faltantes. Ello permite identificar necesidades de exportación o importación de productos energéticos en la subregión. También, se analizan las posibilidades de integración física en las distintas formas y se identifican los proyectos existentes categorizándolos de acuerdo a su estado de avance. La información de los proyectos fue obtenida de los distintos entes gubernamentales, empresas, y organismos regionales tipo CIER, ARPEL, OLADE, etc., actualizando sus costos de acuerdo a índices internacionales corrientemente utilizados para estos casos. En base a estos costos y los datos operativos se presentan análisis económicos preliminares a los efectos de determinar algunos indicadores referenciales. En este sentido, debe recordarse que estos indicadores económicos no pueden tomarse como definitivos ya que la información de costo y *performance* de algunos proyectos está a nivel básico y requiere profundidad de estudios. En el capítulo de Financiación se enumeran los proyectos con posibilidades de concretarse dentro de los próximos quince años y los requerimientos de inversión para su materialización. Asimismo se analiza la posible participación del BID y FONPLATA en los mismos.

Finalmente se ofrece una descripción de los marcos institucionales y legales en que se desenvuelve el sector en los distintos países y los organismos que lo regulan. Esta descripción se completa luego con un conjunto de cuadros donde aparecen, en forma comparativa, los marcos institucionales, legales y jurídicos aplicables en los siete países involucrados.

Corresponde mencionar, que todos los países de la subregión en estudio se encuentran en estos momentos en un proceso de cambio trascendental, que incluye una desregulación y apertura del sector a la actividad privada. Este proceso que tiene diferentes grados de profundidad en los distintos países, introduce nuevas reglas de juego y los actores: gobiernos, prestatarios de servicios, usuarios, etc. están en un proceso de adaptación a este nuevo sistema. También es importante señalar que la región no funciona todavía como un mercado integrado en el sector energético a pesar de los grandes progresos logrados y la experiencia obtenida en proyectos binacionales. Ello hace que, los déficit y superávit de los distintos países no se cubren entre sí en su totalidad, pero existe un gran intercambio que va en aumento y tiende a ese objetivo. Por último, se trata de resumir los puntos más salientes recogidos en la búsqueda y análisis efectuados, brindando algunas ideas que podrían ser consideradas para su desarrollo.

El presente estudio fue preparado por el Ingeniero Mario A. Wiegers.

Juan José Taccone
Director

INDICE

I. LA SUBREGION: SITUACION GENERAL	1
ARGENTINA	3
II. ARGENTINA: SITUACION GENERAL DEL SECTOR	4
Recursos, producción y consumo	4
Petróleo	5
Gas Natural	6
Energía Eléctrica	8
Carbón Mineral	9
Biomasa	9
Uranio	9
Prospectiva	10
BOLIVIA	14
III. BOLIVIA: SITUACION GENERAL DEL SECTOR	15
Recursos y consumo	15
Petróleo y Gas Natural	16
Petróleo y derivados	16
Gas Natural	17
Hidrocarburos	18
Energía Eléctrica	18
Prospectiva	19
BRASIL	21
IV. BRASIL: SITUACION GENERAL DEL SECTOR	22
Reservas, producción y consumo	23
Petróleo	23
Gas Natural	23
Energía Eléctrica	24
Energía Nuclear	25
Carbón Mineral	26
Alcohol	26
Prospectiva	27
CHILE	30
V. CHILE: SITUACION GENERAL DEL SECTOR	31
Recursos, producción y consumo	31
Petróleo	32
Derivados del Petróleo	33
Gas Natural	33
Carbón	34
Combustibles Vegetales	34
Energía Eléctrica	35
Prospectiva	36

PARAGUAY	39
VI. PARAGUAY: SITUACION GENERAL DEL SECTOR	40
Recursos, producción y consumo	40
Petróleo	41
Energía Eléctrica	41
Biomasa	42
Prospectiva	43
PERÚ	46
VII. PERU: SITUACION GENERAL DEL SECTOR	47
Recursos, producción y consumo	47
Petróleo	48
Gas Natural	49
Energía Eléctrica	50
Carbón Mineral	52
Combustibles Vegetales	52
Prospectiva	52
URUGUAY	54
VIII. URUGUAY: SITUACION GENERAL DEL SECTOR	55
Recursos, producción y consumo	55
Petróleo y derivados	56
Electricidad	56
Carbón Mineral	57
Biomasa	57
Prospectiva	57
IX. POSIBILIDADES DE INTEGRACION ENERGETICA	61
Situación Actual	61
Situación Futura	62
Proyectos Hidroeléctricos	62
Interconexiones Eléctricas	63
Gasoductos	63
X. DESCRIPCION DE PROYECTOS	70
Aprovechamientos Hidroeléctricos	74
Río Paraná	74
Río Uruguay	75
Río Pilcomayo	78
Cuenca del Río Bermejo	79
Río Beni	81
Río Yaguarón	81
Indicadores Económicos	82
Interconexiones Eléctricas	85
Interconexión Itapú-Corpus-Yacyretá	85
Interconexión Argentina-Brasil	85
Interconexión Eléctrica Argentina-Chile	86
Interconexión Eléctrica Brasil-Uruguay	87
Interconexión Santo Tomé (Argentina) - Sao Borja (Brasil)	88

Interconexión Mundo Novo (Brasil) - Salto de Guayrá (Paraguay)	88
Interconexión Brasil-Perú (Abastecimiento Acre-Rondonia)	88
Interconexión Arica (Chile) - Tacna (Perú)	89
Gasoductos	89
Gasoductos Argentina y Chile	89
Gasoductos Argentina-Brasil	91
Gasoductos Argentina-Uruguay	92
Gasoductos Bolivia-Brasil	93
Gasoducto Bolivia-Chile	95
Gasoducto Bolivia-Paraguay	96
Gasoducto Perú-Brasil	97
Gasoducto Perú-Chile	97
Gasoducto Perú-Bolivia	97
XI. FINANCIACION: ROL DEL BID	100
XII. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL	102
Introducción	102
Argentina	102
Energía Eléctrica	102
Hidrocarburos	103
Gas	104
Bolivia	104
Energía Eléctrica	105
Hidrocarburos	106
Gas	106
Brasil	107
Energía Eléctrica	107
Hidrocarburos	107
Gas	108
Chile	108
Energía Eléctrica	109
Hidrocarburos	110
Gas	111
Paraguay	111
Energía Eléctrica	112
Hidrocarburos	112
Gas	113
Perú	113
Energía Eléctrica	113
Hidrocarburos	114
Gas	115
Normas Legales	115
Uruguay	115
Energía Eléctrica	115
Hidrocarburos	116
Gas	117
La Subregión	118
CONCLUSIONES	119
ANEXO I	121

GRAFICO I-1
REGION EN ESTUDIO



I. LA SUBREGION: SITUACION GENERAL

Los siete países que componen la subregión representan una superficie de 15.014.248 km² con una población de aproximadamente 250 millones de habitantes a fin de 1994. Los recursos energéticos totales de la región alcanzan a 32.432 x 10⁶ TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo), dentro de los cuales el potencial hidroeléctrico es el de mayor envergadura, siguiéndole en orden de magnitud el carbón mineral a considerable distancia, y luego los hidrocarburos. Es conveniente recordar que el recurso hidroeléctrico se mide por la producción potencial de los recursos a lo largo de 50 años y la biomasa, a lo largo de 15 años. Los Cuadros I y II muestran los valores absolutos y la participación porcentual, de estos recursos.

Del potencial hidroeléctrico, el mayor corresponde a Brasil con el 61%, Perú con el 14%, Argentina con 9% y luego Paraguay con 5,4%. Las cifras de Uruguay parecen importantes para el país, lo mismo que Chile, pero los proyectos más económicos ya han sido desarrollados y están en operación por lo que el desarrollo futuro de estos países es limitado en relación a este recurso. El carbón mineral, el segundo recurso de la subregión por su magnitud, se encuentra únicamente en Argentina, Brasil, Chile y Perú totalizando 2.886 millones de TEP, que representan el 9% de las reservas totales de la subregión. En este caso también Brasil es el país con mayor disponibilidad, con el 82,7% de la subregión. Conviene señalar aquí también, que el carbón en Chile está dejando de explotarse por razones económicas y una situación similar ocurre en Argentina. Las reservas probadas de petróleo y gas representan el 6% del total de recursos de la subregión siendo Argentina, Brasil, Chile, Bolivia y Perú los países que disponen de este recurso. No se incluyen en estas cifras las reservas probables y posibles de gas, que representarían no menos del 50% de las reservas probadas. En cuanto a los combustibles vegetales, constituidos por leña y desechos agro y agro-industriales representan el 4,2% del total de la subregión, siendo Brasil el de mayor participación con un 57%. Los valores que se indican para biomasa no pueden considerarse totalmente confiables como consecuencia de la carencia de información estadística adecuada para una correcta evaluación. El uranio equivale al 6,3% del total de la subregión y, nuevamente, la mayor parte de las reservas se encuentran en Brasil.

El consumo de energía final total de la subregión en 1994 alcanzó a 209,3 millones de TEP, mientras que la producción de energía primaria fue de 186,3 millones de TEP lo que revela, que aunque la subregión cuenta con los recursos suficientes de energía primaria no cubre sus requerimientos totales de energía final. Ello se debe a que existen ciertos productos como el petróleo y consecuentemente sus derivados, que no cubren las necesidades totales de la subregión y deben importarse de otros países. Por otra parte, existen algunos usos como los de estos derivados de petróleo, que no pueden ser todavía íntegramente reemplazados por otro tipo de energía. También, se plantea el problema de la biomasa, que es abundante en la subregión pero su transporte no resulta económicamente conveniente frente a otras alternativas.

Uruguay y Paraguay no cuentan con petróleo, gas ni carbón; Paraguay por su parte cuenta con un gran superávit de energía hidroeléctrica, mientras que Uruguay ha construido los aprovechamientos hidráulicos que son económicamente desarrollables y deberá depender en un futuro cercano de la importación de combustibles para producción eléctrica o importar electricidad. Argentina y Bolivia presentan situaciones equilibradas ya que se abastecen y tienen recursos exportables, mientras que Chile muestra una situación deficitaria en general puesto que, disponiendo de una variedad de recursos básicos, los mismos no son suficientes o su explotación es antieconómica lo que hace conveniente su importación. Brasil, a pesar de producir y contar con petróleo y gas, sus recursos no cubren sus requerimientos; sólo es superavitario en materia de energía hidroeléctrica. Perú, por su parte, cuenta con una importante reserva de energéticos, siendo la más abundante la de energía hidroeléctrica. Dispone también de reservas de gas natural aún sin explotar.

CUADRO I
RECURSOS TOTALES DE LA REGION
(en 10⁶ TEP)

RECURSO/PAIS	ARGENTINA	BRASIL	CHILE	BOLIVIA	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	TOTAL	%
PETROLEO	313	569	42	19	0	50	0	993	3,1
GAS NATURAL	437	138	97	99	0	168	0	939	2,9
CARBON MINERAL	323	2386	144	0	0	33	0	2886	8,9
URANIO	111	1916	0	1	0	15	0	2043	6,3
HIDROELECTRICIDAD	2144	14719	1454	1017	1309	3424	133	24200	74,6
COMBUST.VEGETALES	136	777	83	129	56	176	14	1371	4,2
TOTAL	3464	20505	1820	1265	1365	3866	147	32432	100,0
%	10,7	63,2	5,6	3,9	4,2	11,9	0,5		

CUADRO II
ESTRUCTURA PORCENTUAL

RECURSO/PAIS	ARGENTINA	BRASIL	CHILE	BOLIVIA	PARAGUAY	PERU	URUGUAY	TOTAL
PETROLEO	31,5	57,3	4,2	1,9	0	5,1	0	100,0
GAS NATURAL	46,6	14,7	10,3	10,5	0	17,9	0	100,0
CARBON MINERAL	11,2	82,7	5,0	0	0	1,1	0	100,0
URANIO	5,4	93,8	0	0	0	0,8	0	100,0
HIDROELECTRICIDAD	8,9	60,8	6,0	4,2	5,4	14,1	0,6	100,0
COMBUST. VEGETALES	9,9	56,7	6,1	9,4	4,1	12,8	1,0	100,0

En las secciones siguientes, se analiza la situación histórica y actual país por país y se plantea una prospectiva básica. Debe tenerse presente que esta prospectiva se hace fundamentalmente sobre energía primaria ya que la energía final, tal el caso de los derivados de petróleo, por ejemplo, dependen de la capacidad de refinería que se instale y esto a su vez de las políticas empresarias y nacionales, las que están pasando por un proceso de transformación en todos los países.

ARGENTINA

SÍNTESIS ESTADÍSTICA - 1994

POBLACIÓN (miles de habitantes)	34.179
SUPERFICIE (km ²)	2.780.092
DENSIDAD POBLACIONAL (hab/km ²)	12,3
POBLACIÓN URBANA (%)	86
RESERVA DE PETRÓLEO (m ³ x 10 ⁶)	354
RESERVA DE GAS NATURAL (m ³ x 10 ⁹)	526
RESERVA CARBÓN MINERAL (ton x 10 ⁶)	548
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TEP x 10 ³)	63.645
IMPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	4.760
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	13.521
CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA POR HAB. (kwh/hab)	1.530
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR HAB. (TEP/hab)	1,22

II. ARGENTINA: SITUACION GENERAL DEL SECTOR

El sector energético argentino ha experimentado desde 1991 a la fecha un importante proceso de cambio en su organización. De una estructura casi totalmente estatal ha pasado a otra mayoritariamente privada.

En el campo eléctrico se ha dividido al sector en generación, transmisión y distribución y fue transferido a manos privadas como actividades separadas mediante concesión o venta. Todavía resta privatizar algunos servicios provinciales, los aprovechamientos hidroeléctricos internacionales y las centrales nucleares, aún cuando en todos esos casos el proceso continúa y muestra diferentes estados de avance. En el sector petrolero y gasífero la situación es similar, habiéndose transferido al sector privado todas las etapas: exploración, explotación, transporte y comercialización.

En todos los casos operan ahora en las transacciones las leyes del mercado, reservándose el Estado el papel regulador a través de entes que actúan en cada sector. Esta forma de operación, que se describe más adelante, ha permitido un desarrollo que se traduce en un mejor servicio y hasta en una reducción en las tarifas de generación de energía eléctrica.

Por otra parte, desde el punto de vista de recursos y consumo, Argentina puede considerarse autosuficiente e inclusive con capacidad exportadora. Sus principales recursos son el gas y la hidroelectricidad, mientras que en el petróleo produce lo suficiente para su consumo dejando los últimos años excedentes exportables.

A. Recursos, producción y consumo

En el Cuadro A-1 puede verse la composición de los recursos naturales al 31-12-94 expresada en las unidades de uso corriente y en Toneladas Equivalentes de Petróleo, a los efectos de su mejor comparación.

CUADRO A-1
RESERVAS ENERGÉTICAS PROBADAS

	CANTIDAD	Equivalentes en TEP x 10 ⁶	Participación (%)
PETRÓLEO	354 10 ⁶ m ³	313	9,0
GAS NATURAL	526 10 ⁹ m ³	437	12,6
CARBÓN MINERAL	548 10 ⁶ Ton	323	9,4
HIDROELECTRICIDAD	172 Twh/año	2.144*	61,9
URANIO	11 10 ³ Ton	111	3,2
COMB. VEGETALES	67 10 ⁶ Ton	136*	3,9
TOTAL		3.464	100,0

* Producción correspondiente a 50 años para hidroelectricidad y 15 años para combustibles vegetales

En cuanto al consumo, el cuadro A-2 muestra un resumen de su estructura:

CUADRO A-2
CONSUMO FINAL - 1994

TIPO	10 ³ TEP	%
ELECTRICIDAD	4.487	10,7
GAS NATURAL	14.577	34,9
DERIVADOS DE PETRÓLEO	15.790	37,8
OTROS	6.947	16,6
TOTAL	41.801	100,0

A continuación se ofrece una descripción de la situación de cada uno de los recursos.

1. PETRÓLEO

En la Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, aunque solamente 5 producen petróleo y gas natural. El área total a explorar es de 2.191.243 km² de los cuales 1.436.036 km² corresponden a la parte continental y 728.207 km² a la parte marina.

En el cuadro A-3, se presentan las reservas comprobadas y su evolución entre 1984 y 1994. De un total de 373 millones de m³ en el primero de los años mencionados, se llegó en 1990 a un mínimo de 250 millones de m³, alcanzando 354 millones de m³ en 1994 como resultado de la política de liberación adoptada. Es de hacer notar que la disminución de la relación reservas/producción, obedece básicamente a que en el año 1990 se hizo un estudio técnico a efectos de realizar una correcta cuantificación de las reservas comprobadas, tanto de petróleo como de gas natural. Como resultado de este ajuste técnico de las reservas, las mismas disminuyeron en una cifra cercana al 30% para el petróleo.

La producción ha sufrido también altibajos en el pasado, pasando de 27,8 millones de m³ en 1984 a 24,8 millones de m³ en 1987. A partir de esta fecha se ha ido incrementando sostenidamente, con un notable crecimiento a partir de 1992, hasta llegar en 1994 a 38,7 millones de m³. La cuenca Neuquina es la más productiva con el 49,1 % siguiéndole la del Golfo San Jorge con el 32,8 %. La relación reservas comprobadas/producción muestra un valor bajo en los últimos 5 años comparada con el decenio anterior, lo que indica la necesidad de incrementar la actividad exploratoria. A tal efecto se ha puesto en marcha desde la Secretaría de Energía el Plan Argentino que promueve esta actividad.

CUADRO A-3

AÑO	RESERVAS COMP 10 ⁶ x m ³	PRODUCCIÓN 10 ³ x m ³	RELACIÓN R/P
1984	373	27.838	13
1987	357	24.857	14
1989	345	26.713	13
1990 *	250	28.004	9
1994	354	38.732	9

* Revisión del volumen de reservas comprobadas que mostró una sobreestimación de las mismas

a. Consumo de derivados del petróleo

La participación de los derivados de petróleo en la demanda total energética alcanzó el 49,8 % en 1994, participación que viene disminuyendo a consecuencia de su reemplazo por gas natural y la importante incorporación de la energía hidroeléctrica.

Los principales derivados que componen esta demanda son:

GAS OIL	37%
NAFTAS	26%
FUEL OIL	14%
KEROSENE Y OTROS	23%

b. Exportación de petróleo y derivados

En 1994 se registraron exportaciones de hidrocarburos, por un monto de 1.644 millones de dólares que significaron un aumento del 35% respecto a 1993 y representan un 10% de las ventas totales al exterior. Dicha relación es muy superior al promedio obtenido en la década pasada, que fue de 5,8%.

Las exportaciones de crudo alcanzaron a 10.477.525 toneladas, 27% de la producción, por un monto superior a los 1.125 millones de dólares, monto que supera ampliamente todas las exportaciones anteriores al proceso de desregulación.

Las ventas al exterior de derivados líquidos de petróleo fueron de 3.233.441 toneladas, cuyo valor estimado alcanzó a los 405 millones de dólares.

Las exportaciones de gas licuado tuvieron en los últimos años un importante impulso con una tendencia firme en este sentido (502.000 ton en 1994) como consecuencia de la mayor demanda de Chile, que absorbió el 38%. Del resto de las exportaciones de GLP, 62% fue adquirido por los otros miembros del MERCOSUR.

Las importaciones de hidrocarburos representan valores de menor cuantía, razón por la cual la Argentina, como país autosuficiente, sólo importa gas natural de Bolivia por convenios de larga data, y kerosene y fuel oil para cubrir faltantes estacionales o necesidades de las empresas que operan en el mercado.

2. GAS NATURAL

a. Reservas y producción

El relevamiento de las reservas de gas natural del país muestra la siguiente composición:

Reservas Comprobadas	526.000 Millones de m ³
Reservas Probables	113.000 Millones de m ³
Reservas Totales	639.000 Millones de m³

Las reservas comprobadas del país están localizadas en las siguientes cuencas: Neuquina 55%, Noroeste 21,1%, Austral 21,5% y San Jorge 2,4%. Durante 1994 la producción alcanzó 27.772 millones de m³. Los aportes mayores correspondieron a las cuencas: Neuquina 59%, Austral 24%, Noroeste 10% y San Jorge 7%.

Al igual que para el petróleo, en razón de estudios realizados en 1990 para determinar el real volumen de las reservas comprobadas, las mismas disminuyeron en el orden del 22% como se puede observar a continuación.

AÑO	RESERVA COMP 10 ⁶ m ³	PRODUCCION 10 ⁶ m ³	RELACION R/P
1984	668.291	18.764	35,6
1987	693.387	19.168	36,2
1989	743.927	24.207	30,7
1990*	579.056	23.018	25,1
1994	526.218	27.772	18,9

* Se realizó una revisión del volumen de reservas comprobadas que indicó una sobreestimación de las mismas.

En virtud de lo expuesto, si Argentina desea concretar los proyectos de exportación a Chile, Brasil, Paraguay y Uruguay deberá desarrollar sus reservas a efectos de mantener una adecuada relación reservas/producción, que le permita abastecer la exportación y su propia demanda.

Para el transporte y distribución de gas el país cuenta con una red de 13.000 km de gasoductos troncales con diámetros entre 16 y 36 pulgadas que, partiendo de las distintas cuencas productoras convergen principalmente a Buenos Aires y sus alrededores. El sistema se complementa con gasoductos menores, de diámetros entre 6 y 12 pulgadas, que abastecen a las regiones próximas a los centros de producción. El sistema tiene una capacidad de transporte del orden de los 100 millones de m³/día.

Para asegurar la continuidad del suministro en las épocas invernales y evitar el corte del mismo a determinadas industrias, se están desarrollando, entre otras medidas, proyectos para disponer a corto plazo de cuatro almacenamientos subterráneos ubicados en Lunlunta-Carrizal (Mendoza), Sierra Barrosa (Neuquén), San Jerónimo (Santa Fé) y Las Flores-Gral. Alvear (Pcia. de Buenos Aires).

Por otra parte, se ha firmado un convenio con Uruguay para desarrollar un sistema de almacenamiento en las cavernas de Santa Lucía ubicadas a 200 km de la frontera argentina. En caso que los estudios de este proyecto que terminarán en 1997 resulten satisfactorios, el grupo empresario a cargo de ellos tiene la prioridad para su ejecución.

b. Importación y exportación

Argentina importa gas natural procedente de Bolivia, en volúmenes del orden de los 2.220 millones de m³/año, llegando en 1994 a 2.257 millones de m³.

En cuanto a exportación, existen varios proyectos, dos de ellos ya en construcción y otros en diferentes estados de negociación, como se verá más adelante, pero actualmente el país no exporta gas natural.

c. Demanda

La demanda del gas del mercado interno se caracteriza por una fuerte participación del consumo industrial que absorbe el 40%, la generación eléctrica demanda el 30%, y el sector residencial el 27%. El 52% de los hogares argentinos cuenta con gas.

El gas natural comprimido (GNC), participa con el 3% en la composición de la demanda total. Existen más de 350.000 automotores convertidos a GNC (El 90% de los taxímetros del área metropolitana de Buenos Aires utilizan GNC).

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

Dentro del sector energético, el eléctrico es el rubro que tuvo el proceso más profundo de transformación ya que la desregulación cambió substancialmente las reglas operativas del mercado. Esta circunstancia, que se describe más adelante, ha influido en la composición del parque generador que en los últimos años se ha volcado a la instalación de turbinas de gas. Entre 1993 y hasta setiembre de 1994 se instalaron 660 MW en turbogas, no habiéndose comenzado nuevos proyectos hidroeléctricos o centrales a vapor convencionales, procediéndose sólo a continuar aquellos en construcción. El costo relativamente bajo del gas, la baja inversión requerida en turbinas de gas, la incorporación de abundante oferta hidroeléctrica (Piedra del Aguila y Yacyretá) y la mejora en la confiabilidad del equipamiento térmico existente, se ha traducido en reducción en precios y tarifas del sistema.

Se presenta también la situación de que algunos Generadores son también explotadores de yacimientos gasíferos, lo que les permite regular su producción y costos.

a. Recursos, producción y consumo

En cuanto a recursos para producir energía eléctrica, Argentina cuenta con abundantes recursos hidroeléctricos, gasíferos y uraníferos. Los recursos hidroeléctricos disponibles son:

Potencial Total	171.930 GWh-anales
Potencial Inventariado en explotación y construcción	35.060 GWh-anales
Potencial Inventariado para futuro	96.685 GWh-anales
Estimado Individualizado	40.185 GWh-anales

El país cuenta con una red de interconexión en 500 KV por un total de 11.394 km, que une el 90% de la potencia total del sistema eléctrico y se encuentra interconectado con Uruguay, Paraguay, Brasil y en tratativas para integrarse con Bolivia y Chile. Existen ya, sin embargo, algunas pequeñas uniones con estos países para servicios comunitarios o pequeñas industrias en puntos fronterizos.

La capacidad instalada y la composición del parque generador en el último decenio se muestra en el Cuadro A-4. En este cuadro, los equipos de ciclo combinado se han agrupado junto con las turbinas a gas.

CUADRO A-4
POTENCIA INSTALADA (MW)

TURBO AÑO	VAPOR	%	TURBO GAS y CC	%	HIDRÁULICA	%	NUCLEAR	%	DIESEL	%	TOTAL
1984	4.233	31,7	1.985	14,9	5.355	40,2	1.018	7,6	733	5,5	13.324
1987	4.409	30,0	2.004	13,9	6.567	44,7	1.018	6,9	684	4,7	14.682
1991	5.040	32,3	2.288	14,7	6.585	42,2	1.018	6,5	663	4,3	15.594
1994	5.191	29,2	2.951	16,6	7.984	44,8	1.018	5,7	663	3,7	17.807

La producción de energía eléctrica del Servicio Público alcanzó en 1994 a 62.736 GWh lo que representó un crecimiento del 53,6% en el decenio 1984/94 mientras que en los últimos 4 años creció al 7% anual acumulativo. La composición por fuentes se indica en el Cuadro A-5. En este cuadro no se han incluido los autogeneradores (3592 GWh en 1994), pero sí se han tenido en cuenta en la prospectiva del sector (Cuadro A-11).

CUADRO A-5
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWH)

AÑO	TÉRMICA	%	HIDRÁULICA	%	NUCLEAR	%	TOTAL
1984	16406	40,1	19785	48,3	4641	11,9	40832
1989	28156	60,6	13229	28,5	5039	10,9	46424
1991	25979	51,8	16381	32,7	7756	15,5	50116
1994	26517	42,3	27929	44,5	8290	13,2	62736

El consumo final de energía eléctrica indica que los sectores residencial, comercial e industrial suman prácticamente el 99% del total de la energía eléctrica consumida. Entre 1984 y 1994, mientras el sector residencial incrementó su participación en un 4%, el sector comercial permaneció prácticamente estable, sólo aumentó un 1% y el industrial cayó un 5% bajando su participación del 53% al 48%.

4. CARBÓN MINERAL

Las reservas de carbón mineral en el año 1994 alcanzaron a 548×10^6 ton, equivalente a 323×10^6 TEP y representan el 9,4% de las reservas energéticas totales del país, constituyéndose en el tercer recurso en orden de importancia. El 100% de las reservas se encuentran localizadas en el yacimiento de Río Turbio, en el sur del país y cerca del límite con Chile. La producción media en el período 1984-1994 fue de 360.000 ton/año y el total acumulado 3.958.000 toneladas. En 1994 se produjeron 348.000 ton.

El consumo actual de carbón nacional es de alrededor de 1.600×10^3 ton que se satisface con 350×10^3 ton de Río Turbio y el resto mediante importación. Las centrales eléctricas absorben unas 900×10^3 ton y las coquerías unas 750×10^3 ton.

La baja calidad del carbón nacional, con alto contenido de azufre y los elevados costos de explotación y transporte hacen poco atractiva su explotación.

5. BIOMASA

Las reservas de biomasa alcanzan el 3,9% del total de los recursos energéticos del país. En el año 1994 su participación en el consumo total llegó al 3%. El aporte está constituido principalmente por leña, carbón de leña y bagazo.

6. URANIO

El uranio se constituye en un recurso estratégico del país. La magnitud de las reservas conocidas al año 1994 alcanza a $11,3 \times 10^3$ ton de uranio razonablemente asegurado, equivalente a 111×10^6 TEP. La producción de 1994 fue de 167 ton, cantidad que se destina exclusivamente para cubrir las necesidades de las centrales nucleares de Atucha I y Embalse.

B. Prospectiva

Desde que se comenzó con el proceso de desregulación del sector energético, no existe en el país una planificación oficial del desarrollo del mismo. La Secretaría de Energía realizó una prospectiva de la demanda del sector eléctrico para el período 1994-2010 que está en proceso de actualización; algo similar se realiza para gas e hidrocarburos, pero no se planifican los equipamientos limitándose a mencionar las centrales y las líneas de transmisión aprobadas o en trámite.

La prospectiva que se presenta a continuación surge de la proyección preparada por OLADE, completada y coordinada con la información suministrada por la Secretaría de Energía y las consultas realizadas ante los sectores privados responsables de la prestación de los servicios y de la explotación de los recursos. El escenario propuesto por OLADE supone para el período 1995-2010 un crecimiento anual del PBI del 2,94%. Sobre estas bases se proyecta un crecimiento promedio del consumo final de energía para el período 1994-2010 del 3,15% anual acumulado, mostrándose en los Cuadros A-6 y A-7 la evolución prevista.

Dada la equilibrada situación del país en materia de recursos primarios, no se prevén cambios importantes en la estructura del consumo, salvo un incremento del consumo de gas natural que desplaza a los derivados del petróleo. La estructura de la demanda se supone, con pocas variantes, similar a la de 1994, como puede apreciarse observando la participación porcentual de los distintos energéticos en los años analizados. En cuanto a la estructura de la producción de energía primaria, se estima un desplazamiento del petróleo que, del 53,9% en 1994, baja al 44,4% en el 2010, mientras que lo inverso sucede con el gas que en esos mismos años pasa del 36,2% al 44,3%.

De lo expuesto surge que la estructura de la producción de energía primaria se adecua, en mayor medida, en el 2010 a la disponibilidad de los recursos que en el presente, en el que la participación del petróleo supera a la del gas natural cuando las reservas del primero son menores que las correspondientes a éste último. Siguiendo con esta mejor adaptación de la producción a los recursos disponibles, se aprecia un perfil exportador de gas y petróleo para Argentina.

Petróleo: se continúa la exportación con incrementos en los primeros años y una lógica reducción hacia el final del período. Los destinatarios de las exportaciones serían fundamentalmente Brasil, siguiéndole en importancia Chile, Uruguay y Paraguay. El Cuadro A-8 muestra las cifras correspondientes a esta proyección. En lo que se refiere a los derivados de petróleo, la producción cubriría las necesidades internas dejando superávits o déficits estacionales que conllevan exportación o importación, sin que ello implique una tendencia en estos productos.

Gas natural: en la prospectiva de la producción de gas, aparte del crecimiento local se ha incluido la exportación prevista a Chile cuyas negociaciones están muy avanzadas, con un volumen del orden del 3,5 millones de m³/día en 1997, que se eleva de 8 a 10 millones en el 2010. Se incluyen también las exportaciones posibles a Uruguay, estimadas en 1,2 millones de m³/día en el año 2000, que alcanzarían 2 millones de m³/día en el año 2010. La importación de Bolivia, del orden de 6 millones de m³/día se mantiene, en principio, hasta comenzar las exportaciones bolivianas a Brasil. Todo esto lleva a que el gas inyectado en gasoductos crezca de un valor actual de 64 a 100 millones de m³/día en el 2010 (Cuadro A-9). Es importante señalar que esta prospectiva no incluye la probable exportación a Brasil que implica cifras relevantes que pueden llegar a 25 millones de m³/día en el 2010. Esta operación podría efectuarse, invirtiendo el flujo del gasoducto Argentina-Bolivia con lo que se anularía la importación de Bolivia. Debe señalarse que para desarrollar este proyecto de exportación se requerirá un sustancial aumento de la producción tanto en la cuenca del Noroeste, para enviar gas a Bolivia, como en la Austral para cubrir la demanda interna. Dado que no existen estimaciones ciertas de esta operación, se deja planteado el tema.

Electricidad: La Secretaría de Energía preparó en Diciembre de 1994 un pronóstico de demanda basado en un modelo econométrico en el cual se realiza una regresión entre la generación de energía eléctrica trimestral destinada al servicio público para distintos sectores y el producto bruto interno (PBI). La estimación de crecimiento de PBI adoptada era la siguiente:

PERIODO	TASA
1995	6,5%
1996-2000	5,0%
2001-2002	4,0%
2003-2010	3,0%

Lamentablemente, las repercusiones de la crisis económica en México y otros problemas internos llevaron a que el crecimiento real del PBI en 1995 se estime en -2,5%. La correspondiente corrección de los pronósticos está en proceso. Es de destacar que los valores estimados por OLADE eran más conservadores que los proyectados por las autoridades argentinas. En base a los valores estimados por distintos actores surge un crecimiento del consumo de energía eléctrica para el período 1994-2010, del 3,7% anual acumulado. Para cubrir la demanda y en base a la disponibilidad de gas natural, las nuevas reglas de juego del mercado hacen posible que en el mediano plazo sea más atractiva económicamente, la instalación de turbinas a gas frente a otros tipos de generación. Tampoco se espera un crecimiento importante en el precio del gas a corto plazo. Esta circunstancia hace poco factible la construcción de proyectos hidroeléctricos o nucleares cuyo costo implica elevadas inversiones. Hasta 1998 se estima completar los proyectos hidroeléctricos en construcción: Yacyretá (Binacional), 3.100 MW; Pichi Picún Leufú, 250 MW; Casa de Piedra, 60 MW; y Las Maderas, 31 MW. Asimismo, se completaría en 1999 la Central Nuclear Atucha II de 745 MW. Los proyectos hidráulicos binacionales Corpus, 2.880 MW y Garabí 1.800 MW, se estima que se incorporarían hacia el final del período en estudio, habiéndose supuesto en este análisis que en el año 2010 ambos estarán en plena operación. El resto de la oferta se cubriría con Centrales Turbogas y Ciclo Combinado funcionando con gas natural. Ello implica completar 820 MW en construcción a Diciembre de 1994 y la incorporación del orden de 1.800 MW en los próximos 15 años. Este desarrollo termoeléctrico requerirá un suministro adicional de gas de 12 millones de m³/día. Ver Cuadros A-10 y A-11.

Carbón mineral: El consumo de carbón mineral no presentaría mayores variantes en el período 1994-2010, ya que se estima que pase de 1.600x10³ toneladas anuales a 1.562x10³ toneladas, es decir, una caída del orden del 2%. En lo que se refiere a la producción anual, pasaría de 348x10³ toneladas a 150x10³ toneladas, lo que significa una merma del 57%, mientras que la importación oscila entre los 1.150x10³ toneladas y 1.470x10³ toneladas por año, siempre en el lapso 1994-2010. Los valores relativos a la exportación resultan insignificantes. Ver Cuadro A-12.

Uranio: Dado que no se prevén incorporaciones de nuevas centrales nucleares, la producción seguirá en valores del orden de los actuales incrementándose al habilitarse la Central Atucha II, actualmente en construcción, en 1999.

CUADRO A-6
PROSPECTIVA - CONSUMO FINAL
PROYECCION PERIODO 1994-2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	%
Gas Natural	14.577	34,9	17.823	36,1	20.183	36,9	23.750	38,9	25.551	37,2	3,57
Carbón mineral	476	1,1	597	1,2	624	1,1	733	1,2	634	0,9	1,81
Combustibles veg.	1.436	3,4	1.868	3,8	2.046	3,7	2.119	3,5	2.297	3,3	2,98
Electricidad	4.487	10,7	5.324	10,8	6.211	11,4	7.072	11,6	7.983	11,6	3,67
Gasolinas	5.736	13,7	6.784	13,7	7.231	13,2	7.838	12,9	8.990	13,1	2,85
Diesel Oil	8.156	19,5	10.038	20,3	10.688	19,5	12.075	19,8	15.145	22,0	3,94
Fuel Oil	1.898	4,5	1.736	3,5	2.303	4,2	2.169	3,6	2.672	3,9	2,16
Otros	5.035	12,0	5.257	10,6	5.399	9,9	5.238	8,6	5.416	7,9	0,46
TOTAL	41.801	100,0	49.427	100,0	54.685	100,0	60.994	100,0	68.688	100,0	3,15

CUADRO A-7
PROSPECTIVA - PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
PROYECCION PERIODO 1994-2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	%
Petróleo	34.278	53,9	36.290	50,1	37.170	48,6	38.050	45,6	38.050	44,4	0,65
Gas Natural	23.051	36,2	28.500	39,3	29.900	39,1	35.800	42,9	38.700	44,3	3,29
Carbón Mineral	205	0,3	110	0,2	106	0,1	100	0,1	89	0,1	-5,08
Hidroenergía	2.402	3,8	3.660	5,1	4.065	5,3	4.065	4,9	4.948	5,7	4,62
Nuclear	1.637	2,6	1.700	2,3	2.906	3,8	2.906	3,5	2.906	3,3	3,65
Otros	2.072	3,2	2.184	3,0	2.289	3,1	2.472	3,0	2.625	3,0	1,49
TOTAL	63.645	100,0	72.444	100,0	76.436	100,0	83.393	100,0	87.318	100,0	1,99

CUADRO A-8
PROSPECTIVA - PETRÓLEO
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	38.732	495	11.827	27.194
1997	41.000	*	12.500	28.500
2000	42.000	*	12.000	30.000
2005	43.000	*	11.000	32.000
2010	43.000	*	9.000	34.000

CUADRO A-9
PROSPECTIVA - GAS NATURAL
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10⁶ m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	27772	2257	*	23700
1997	34300	*	1300	26666
2000	36000	*	2935	29286
2005	43200	*	3570	35867
2010	46600	*	3710	38422

CUADRO A-10
PROSPECTIVA - EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en MW)

AÑO	HIDRAULICO	VAPOR	TÉRMI CO TURBOGAS Y DIESEL	NUCLEAR	TOTAL
1994	7.984	5.191	3.614	1.018	17.807
1997	9.689	5.191	5.832	1.018	21.730
2000	10.774	5.191	5.832	1.763	23.560
2005	10.774	5.191	6.200	1.763	23.928
2010	13.114	5.191	6.200	1.763	26.268

CUADRO A-11
PROSPECTIVA - ENERGÍA ELÉCTRICA
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en GWh)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	66328	997	20	52174
1997	67920	10380	*	61909
2000	76405	10930	*	72227
2005	96445	2679	*	82236
2010	98451	13110	*	92822

CUADRO A-12
PROSPECTIVA - CARBÓN MINERAL
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ Ton.)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	348	1280	41	1600
1997	186	1150	10	1320
2000	180	1270	10	1440
2005	170	1470	10	1630
2010	150	1420	10	1562

BOLIVIA

SÍNTESIS ESTADÍSTICA - 1994

POBLACIÓN (miles de habitantes)	7.519
SUPERFICIE (km ²)	1.098.581
DENSIDAD POBLACIONAL (hab./km ²)	6,8
POBLACIÓN URBANA (%)	51,5
RESERVA DE PETRÓLEO (m ³ x 10 ⁶)	21
RESERVA DE GAS NATURAL (m ³ x 10 ⁹)	119
RESERVA CARBÓN MINERAL (ton x 10 ⁶)	0
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TEP x 10 ³)	7.497
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA. Y SEC. (TEP x 10 ³)	1.761
CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA POR HAB. (kwh/hab.) (*)	312
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR HAB. (TEP/hab.)	0,39

(*) Año 1993.

III. BOLIVIA: SITUACION GENERAL DEL SECTOR

Bolivia es un país extenso con baja densidad de población, en parte debido a las características de su geografía y a la falta de comunicación marítima con el resto del mundo. Posee, sin embargo una variada gama de recursos energéticos que le permiten cubrir, con reducidas falencias, el total de sus requerimientos.

El mayor recurso, aún poco utilizado, es la hidroelectricidad, seguido por la biomasa constituido por leña y residuos vegetales por ahora ineficientemente utilizados. Sin embargo el recurso que produce los mayores ingresos al país es el gas natural, cuya exportación a Argentina, constituye desde hace varios años la principal exportación del país, alrededor del 25% del total. También desde hace varios años, se negocia la exportación al Brasil, cuyos planes se concretarían a corto plazo.

En estos momentos, el sector se encuentra en un proceso de desregulación y apertura para facilitar el acceso al capital privado mediante venta, concesión o capitalización de empresas. Se ha comenzado por el sector eléctrico donde ENDE, la empresa nacional que cubría el 80% de los servicios del país fue dividida en 3 empresas que se capitalizan en un 50% por capital privado que asume su gerenciamiento. Similares procedimientos se están encarando en los otros sectores.

A. Recursos y consumo

**CUADRO B-1
INVENTARIO DE RECURSOS
RESERVAS ENERGÉTICAS PROBADAS**

	CANTIDAD	Equivalentes en TEP x 10 ⁶	Participación (%)
PETRÓLEO	21 10 ⁶ m ³	19	1,5
GAS NATURAL	119 10 ⁹ m ³	99	7,8
CARBÓN MINERAL	* 10 ⁶ Ton	*	*
URANIO	0,1 10 ³ Ton	1	0,1
HIDROELECTRICIDAD	81 Twh/año	1.017*	80,4
COMB. VEGETALES	78 10 ⁶ Ton	129*	10,2
TOTAL		1.265	100,0

* Producción correspondiente a 50 años para hidroelectricidad y 15 años para combustibles vegetales

En el cuadro B-1a siguiente, se muestra la composición del consumo final de energía en Bolivia en el año 1994.

**CUADRO B-1a
CONSUMO FINAL - AÑO 1994**

TIPO	10 ³ TEP	%
ELECTRICIDAD	232	8,0
GAS NATURAL	921	31,7
DERIVADOS DE PETRÓLEO	804	27,7
COMB. VEGETALES	587	20,2
OTROS	360	12,4
TOTAL	2.904	100,0

A continuación se describe la situación de los distintos subsectores:

1. PETRÓLEO Y GAS NATURAL

a. Reservas

El área sedimentaria útil en Bolivia tiene una extensión de 520.000 km², equivalente al 47% de la superficie total del país, de la cual un 30% no ha sido aún explorada. El 24% del área es reserva de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB); 31% está a cargo del sector privado a través de contratos y 45% está abierta a la exploración futura.

Desde 1924 a 1991 se han descubierto en Bolivia 55 yacimientos de hidrocarburos, la mayoría de ellos productores de gas en una relación que ha ido evolucionando y se muestra en el Cuadro B-2, de donde surge que mientras en la década del 20 el gas tenía una participación minoritaria, 25,6%, en la actualidad representa aproximadamente el 88% de las reservas de hidrocarburos de Bolivia.

CUADRO B-2
COMPOSICIÓN PORCENTUAL DE LAS RESERVAS DE GAS Y PETRÓLEO

PERIODO	1922/1931		1943/1960		1971/1980		1981/1990	
	GN	P	GN	P	GN	P	GN	P
COMPOSICIÓN (%)	25,6	74,4	41,8	58,2	80,7	19,3	87,8	12,2

2. PETRÓLEO Y DERIVADOS

a. Producción y consumo

Entre el año 1984 y 1994 la producción nacional de petróleo crudo pasó de 1.211.700 m³ a 1.613.000 m³ registrando un aumento del 33%, con un incremento anual del 2,9%. Los valores anuales oscilaron alrededor de 1.200.000 m³, experimentando un fuerte aumento en 1994.

CUADRO B-3
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO
(en miles de m³)

AÑO	TOTAL
1984	1.211,7
1989	1.156,4
1994	1.613,0

La elaboración de productos se mantiene a un nivel de aproximadamente 1.200.000 m³ hasta 1990, mientras que a partir de ese año comienza un crecimiento que culmina en 1994 con 1.680.000 m³, registrándose un incremento en los últimos cinco años del 5,3% anual.

Analizada la elaboración por productos que se presenta en el Cuadro B-4, se observa que los mayores aumentos tuvieron lugar en gasolina que registra en el período 1984-1994 un aumento del 12,6%, y el diesel oil que pasó de 264,4 miles de m³ a 455 miles de m³, registrando un incremento del 72% y un crecimiento en el período del 5,6% anual. Es este último un producto que ejerce fuerte presión sobre la industria petrolera boliviana. Por su parte el kerosene en este lapso bajó un 59% como consecuencia de su sustitución, principalmente por gas natural y licuado, al igual que el fuel oil.

CUADRO B-4
ELABORACIÓN DE SUBPRODUCTOS
(en miles de m³)

AÑO	GASOLINA	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	OTROS ⁽¹⁾	TOTAL
1984	461,7	107,4	264,4	106,8	291,3	1.213,6
1989	557,1	50,4	358,0	16,9	314,2	1.296,6
1994	520,0	43,9	455,0	17,0	644,4	1.680,3

⁽¹⁾ Incluye gasolina de aviación y otros productos.

El Cuadro B-5, por su parte, muestra el comportamiento de la demanda de gasolina, diesel oil, kerosene y fuel oil para el mismo período 1984-1994. Mientras que la demanda de gasolina aumentó 17,5%, lo que es compatible con el crecimiento de la producción, la demanda del diesel oil aumentó 105% durante el mismo período, frente a un crecimiento de su producción del 72%. De mantenerse esta tendencia, se advierte la posibilidad de problemas futuros en el abastecimiento, ya que la mayoría del petróleo producido en Bolivia es de tipo liviano, no apto para la producción de diesel oil. El crecimiento de la demanda del diesel oil se debe al incremento del consumo en autotransporte y agricultura en la región de Santa Cruz.

CUADRO B-5
DEMANDA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO
(en miles de m³)

AÑO	GASOLINA	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	PRODUCTO AVIACIÓN	TOTAL
1984	433,8	103,8	237,9	115,6	106,7	997,8
1989	531,1	45,1	343,0	28,5	109,0	1.056,7
1994	510,1	26,0	487,0	17,0	119,7	1.159,8

3. GAS NATURAL

a. Producción

La producción de gas natural, cuya evolución se muestra en el Cuadro B-6, presenta una tendencia creciente, pasando de 1984 con $4.905 \times 10^6 \text{ m}^3$ a $5.917 \times 10^6 \text{ m}^3$ en 1994, es decir, en el lapso considerado el incremento fue del 20,6%, correspondiendo a 1,9% anual. La producción de gas en Bolivia además del cumplimiento de los compromisos internos y de exportación, se ve incrementada por la necesidad de extracción de petróleo en yacimientos con alta proporción de gas, aún cuando el gas no tenga total colocación en el mercado por lo que es en parte reinyectado.

CUADRO B-6
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
(en millones de m³)

AÑO	PRODUCCIÓN
1984	4.905
1989	5.290
1994	5.917

A pesar de la disponibilidad de gas, no se ha implementado aún una política de uso interno o sustitución de otros combustibles, quizás debido a la disponibilidad de otros carburantes. Recién en los últimos tiempos se está incrementando el uso del gas para la producción de energía eléctrica.

4. HIDROCARBUROS

a. Exportación

Las exportaciones de mayor significación están representadas por el gas natural a Argentina, por volúmenes de aproximadamente 2.200 millones de m³ por año desde la década del 70. Las otras exportaciones son de poca importancia como puede observarse en el Cuadro B-7.

CUADRO B-7
EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

AÑO	PETRÓLEO (Miles de m ³)	GASOLINAS (Miles de m ³)	GAS NATURAL (Millones de m ³)	GAS PROPANO (Ton)	GAS BUTANO (Ton)	GAS LICUADO (Ton)
1984	49	---	2.210	7.682	7.682	---
1989	---	1,2	2.209	---	---	533
1994	n/d	---	2.257	---	---	---

5. ENERGÍA ELÉCTRICA

a. Características generales

El sistema eléctrico boliviano está compuesto por el SIN (Sistema Interconectado Nacional), que cubre el 87% del país e incluye las ciudades de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Sucre, y los centros industriales y mineros principales. El resto lo constituyen sistemas aislados. El consumo per cápita ha sido tradicionalmente uno de los más bajos de América, 346 Kwh/año.

Para atender la demanda de energía eléctrica el país cuenta con recursos hidráulicos con una favorable distribución geográfica, además de hidrocarburos para producción térmica. Esta disponibilidad le ha permitido un equilibrio hidro-térmico razonable.

El sistema, en su gran mayoría estatal en el pasado, se está transformando en empresas mixtas o privadas mediante capitalización o venta, proceso que se explica más adelante en el capítulo correspondiente al Marco Institucional.

b. Producción y consumo

La capacidad instalada y la producción de energía para el SIN en los últimos años se muestra en el Cuadro B-8.

CUADRO B-8
POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCION (SIN)

AÑO	POTENCIA (MW)	PRODUCCION (GWh)	Kwh/hab.
1985	470	1.429	222
1990	525	1.901	284
1994	665	2.609	346

La composición de la potencia el último año fue de 45% hidráulica y 55% térmica. El Sistema de transporte del SIN está constituido por 721 km de líneas en tensiones superiores a 150 y hasta 245 KV y 1160 km en tensiones entre 100 y 150 KV. La demanda de potencia y energía evolucionó según se presenta el Cuadro B-9.

CUADRO B-9
DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA

AÑO	POTENCIA (MW)	TASA DE CRECIMIENTO (%)	ENERGÍA (GWh)	TASA DE CRECIMIENTO (%)
1989	375,1	---	1.782,5	---
1990	387,2	3,2	1.883,6	5,7
1991	419,7	8,4	2.017,6	7,1
1992	445,7	6,2	2.115,3	4,8
1993	484,0	8,6	2.342,2	10,7

La participación de los distintos sectores en la composición de la demanda en 1993, muestra al sector residencial como el de mayor participación con el 43%, siguiendo en orden de importancia el industrial con el 24,4%, y luego en forma decreciente el general, minería y por último, alumbrado público con el 4,2%.

B. Prospectiva

El sector energético de Bolivia está en plena evolución con motivo del proceso de desregulación y apertura. Específicamente, el sector eléctrico ya se encuentra en casi su totalidad con gerenciamiento privado y ha recibido una gran capitalización. Las nuevas empresas surgidas de ENDE están considerando ampliaciones en sus capacidades de producción: una de ellas, Guaracachi SAM, tiene previsto instalar 2 x 60 MW en turbinas a gas en Santa Cruz. En el sector petróleo y gas se espera completar la capitalización de YPFB a corto plazo, con lo que la empresa adquirirá una nueva dinámica.

De acuerdo con las estimaciones de OLADE, la economía boliviana crecerá al 2,38% en promedio en el período 1995-2010. En base a estas expectativas se estima que el consumo de energía total crecerá con una tasa anual acumulativa del 3,74% pasando de 2904×10^3 TEP en 1994 a 5224×10^3 TEP en 2010, es decir un crecimiento del 80%. Una prospectiva total y por sectores se muestra en los cuadros B-10 al B-12 y se analiza a continuación:

Gas Natural: Dentro del período se espera un importante crecimiento en la producción y exportación de gas natural al concretarse el gasoducto a Brasil. Además, Bolivia tiende a transformarse en un centro donde puede converger gas de Argentina y Perú para completar las crecientes demandas previstas para Brasil. La exportación de gas a Brasil plantea distintos escenarios muy variados que se encuentran en pleno proceso de análisis y negociación y pueden involucrar a 4 ó 5 países tal como se describe en otros capítulos más adelante en este documento. Debido a ello no se incluyen en la prospectiva de Bolivia estos valores de exportación futura. En cambio, sí se ha verificado que las reservas del país pueden cubrir los requerimientos del gasoducto ya negociado que supone un suministro inicial de 8 MM m³/d y llega a 16 MM m³/d en 10 años, el que se ha incluido en la proyección, suponiendo que simultáneamente cesa el envío de gas a Argentina.

Petróleo y Derivados: La producción petrolera boliviana ha declinado en los últimos años y según se informó existen mucho mayores probabilidades de encontrar yacimientos de gas que de petróleo. Si bien el programa de capitalización de YPFB y su división en 5 compañías abre interesantes perspectivas, se espera que este desarrollo logre mayores resultados en el campo del gas. Por lo tanto, se supone que el petróleo no constituirá un producto de exportación pero sí abastecerá la demanda interna.

Electricidad: Dada la disponibilidad de gas natural, el crecimiento del 4,11% está contemplando que se atienda fundamentalmente con centrales turbogas o ciclo combinado. Sin embargo existen en consideración proyectos hidroeléctricos tales como San José, ICLA, Rositas y otros que permiten incluir incrementos de potencia hidroeléctrica del orden de 360 MW en el período.

Biomasa: La leña continuará siendo un recurso importante para el abastecimiento calórico de Bolivia con un crecimiento del orden del 5,06% anual acumulativo. El desarrollo del gas natural y licuado irá reemplazando progresivamente este energético.

CUADRO B-10
PROSPECTIVA CONSUMO FINAL
(Proyección período 1994-2010)

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Gas Natural	921	31,7	1.172	34,5	1.491	38,7	1.752	39,6	1.920	36,7	4,70
Leña	318	10,9	508	15,0	550	14,3	620	14,0	700	13,4	5,06
Residuos Vegetales	269	9,3	275	8,1	277	7,2	289	6,5	475	9,1	3,62
Electricidad	232	8,0	230	6,8	267	6,9	345	7,8	442	8,5	4,11
Gasolinas	390	13,4	430	12,7	445	11,6	497	11,2	580	11,1	2,51
Diesel Oil	398	13,7	401	11,8	428	11,1	505	11,4	644	12,3	3,05
Fuel Oil	16	0,6	25	0,7	26	0,7	27	0,6	30	0,6	4,01
Otros	360	12,4	354	10,4	366	9,5	394	8,9	433	8,3	1,16
TOTAL	2.904	100,0	3.395	100,0	3.850	100,0	4.429	100,0	5.224	100,0	3,74

CUADRO B-11
PROSPECTIVA - PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
(Proyección período 1994-2010)

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Petróleo	1.427	19,0	1.165	12,8	1.385	13,5	1.530	12,7	1.530	12,0	0,44
Gas Natural	4.911	65,5	6.694	73,7	7.577	74,0	9.085	75,8	9.667	76,0	4,32
Hidroenergía	395	5,3	410	4,5	420	4,1	430	3,6	460	3,6	0,96
Combust. Vegetales	764	10,2	818	9,0	862	8,4	945	7,9	1.050	8,4	2,01
TOTAL	7.497	100,0	9.087	100,0	10.244	100,0	11.990	100,0	12.707	100,0	3,35

CUADRO B-12
PROSPECTIVA - GAS NATURAL
(Proyección período 1994-2010 - en 10⁶ m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	5.917	*	2.257	1.110
1997	8.065	*	2.920	1.412
2000	9.129	*	3.796	1.796
2005	10.946	*	5.256	2.111
2010	11.647	*	5.840	2.313
TASA A.A.	4,32%		6,12%	4,70%

BRASIL

SÍNTESIS ESTADÍSTICA - 1994

POBLACIÓN (miles de habitantes)	154.000
SUPERFICIE (km ²)	8.511.965
DENSIDAD POBLACIONAL (hab./km ²)	18,1
POBLACIÓN URBANA (%)	74
RESERVA DE PETRÓLEO (m ³ x 10 ⁶)	643
RESERVA DE GAS NATURAL (m ³ x 10 ⁹)	166
RESERVA CARBÓN MINERAL (ton x 10 ⁶)	4.046
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TEP x 10 ³)	87.882
IMPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	50.133
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	6.319
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR HAB. (kwh/hab.)	1.573
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR HAB. (TEP/hab.)	0,86

IV. BRASIL: SITUACIÓN GENERAL DEL SECTOR

Brasil es el país más vasto y populoso de la subregión y constituye en consecuencia el más importante mercado energético. El recurso natural más abundante es la hidroelectricidad ya que cuenta con dos de las cuencas más grandes del mundo como la del Plata y la del Amazonas, la primera ya con importantes desarrollos y la segunda en su etapa inicial.

En materia de hidrocarburos Brasil es deficitario. A pesar de contar con cuencas sedimentarias que representan más de un tercio de su superficie y de una intensa exploración, no ha logrado todavía reservas lo suficientemente importantes que cubran su abastecimiento, el que depende de la importación.

El carbón y la biomasa ocupan un lugar importante en la matriz energética, pero limitados al uso térmico sin intercambios al exterior (Cuadro Br-1).

Recientemente, Brasil efectuó una enmienda de la Constitución eliminando el monopolio que tenía PETROBRAS para la explotación de hidrocarburos que sólo daba acceso a la actividad privada en la distribución de derivados. Esta medida, trascendente en el orden local e internacional, ha creado grandes expectativas a la actividad privada que espera la promulgación de la ley que regule este nuevo escenario institucional. Asimismo ha comenzado también el proceso de desregulación y apertura del sector eléctrico a la actividad privada.

**CUADRO Br-1
INVENTARIO DE RECURSOS
RESERVAS PROBADAS**

	CANTIDAD	Equivalentes en 10 ⁶ TEP	Participación (%)
PETRÓLEO	643 10 ⁶ m ³	569	2,8
GAS NATURAL	166 10 ⁹ m ³	138	0,7
CARBÓN MINERAL	4.046 10 ⁶ Ton	2.386	11,7
URANIO	196 10 ³ Ton	1.916	9,3
HIDROELECTRICIDAD	1.171 TWh/año	14.719*	71,8
COMB. VEGETALES	436 10 ⁶ Ton	777*	3,8
TOTAL		20.505	100,0

* Producción correspondiente a 50 años para hidroelectricidad y 15 años para combustibles vegetales

La composición del Consumo Final de Energía en el año 1994 en Brasil, puede verse en el Cuadro Br-1a.

**CUADRO Br-1a
CONSUMO FINAL - AÑO 1994**

TIPO	CANTIDAD 10 ³ TEP	PARTICIPACIÓN %
ELECTRICIDAD	21.283	16,0
GAS NATURAL	5.152	3,9
DERIVADOS DE PETRÓLEO ⁽¹⁾	55.956	42,1
COMB. VEGETALES	22.630	17,0
OTROS	27.880	21,0
TOTAL	132.901	100,0

⁽¹⁾ Incluye alcohol.

A. Reservas, producción y consumo

1. PETRÓLEO

Las cuencas sedimentarias alcanzan a 3.600.000 km², como se dijo, más de un tercio del territorio nacional. A diciembre de 1994, las reservas probadas de petróleo fueron estimadas en 643 millones de m³. La producción nacional de petróleo, en 1994, alcanzó 39,4 millones de m³, con lo que se cubre sólo el 51% de las necesidades de las refinerías brasileñas.

La capacidad de procesamiento en las destilerías del país al 31/12/94 era 246.580 m³/día. El total del petróleo crudo procesado, 74.700.000 de m³, fue superior en un 5% al crudo procesado en 1993. En 1994, la producción nacional creció un 3% y la importación 16,6% con relación al año anterior. El consumo total de derivados, 65,7 millones de toneladas, creció 5,4% respecto a 1993.

CUADRO Br-2
PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO
(en miles de m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	TOTAL
1984	26.799	35.870	62.669
1989	34.464	33.637	68.101
1994	38.707	26.884	65.591

CUADRO Br-3
PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE DERIVADOS
(en miles de TEP)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	TOTAL	CONSUMO DE DERIVADOS
1984	57.863	671	58.534	47.106
1989	59.967	4.069	64.036	57.243
1994	67.129	15.316	82.445	64.650

2. GAS NATURAL

Las reservas probadas de gas natural han crecido cerca del 10,1% por año en los últimos 21 años, pasando de 21.900 millones de m³ a 166.000 millones de m³ respectivamente entre diciembre de 1973 y diciembre de 1994. Más de la mitad de las reservas explotables probadas se encuentran localizadas en campos marítimos, de los cuales cerca del 67% son de gas natural asociado a petróleo. Las reservas brasileñas, considerando los volúmenes estimados probables y posibles, suman cerca de 300.000 millones de m³ al 31/12/94.

La producción de Gas Natural, si bien no sufrió cambios significativos, creció el 58% entre 1984 y 1994, período en el que pasó de 13,4 millones de m³/día a 21,1 millones de m³/día con un incremento anual del 4,6% en el período. La participación de la producción de los campos marítimos en la extracción total creció del 57% en 1984 al 63% en 1994.

CUADRO Br-4
PRODUCCIÓN NACIONAL
(en miles de m³/día por tipo de yacimientos)

AÑO	TIERRA	MAR	TOTAL
1984	5.737	7.659	13.396
1989	6.015	10.633	16.688
1994	7.708	13.419	21.127

Como puede observarse, la relación Reservas/Producción pasó de 12 en 1984 a 22 en 1994. El país cuenta aproximadamente 2850 km de gasoductos de transportes que, con la terminación del gasoducto Río - Belo Horizonte se incrementa en 356 km. Para la distribución de gas natural existen cerca de 4300 km de tuberías, de los cuales 2170 se encuentran en Río de Janeiro y 1608 en San Pablo.

Se consumen alrededor de 8.500.000 de m³/día en la industria, domésticos, transportes y otros que sumados a la producción de fertilizantes, 2.152.000 de m³/día, totalizaron 10.657.000 de m³/día.

El desarrollo del mercado no está totalmente definido ya que en el sector doméstico compite con el GLP y la leña en algunas regiones. En petroquímica, compite con la nafta que en ciertos casos presenta ventajas, y en transporte enfrenta la competencia del diesel oil y el alcohol hidratado.

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

El potencial hidroeléctrico de Brasil está entre los más importantes del mundo, a pesar que la mayor parte del mismo todavía no se ha aprovechado. El potencial hidroeléctrico total se puede estimar en más de 261.000 MW, y 1.171 TWh de energía media anual.

La capacidad total instalada al 31/12/1994 alcanzó a 51.348 MW sin incluir Itaipú, y presenta un crecimiento del 2,7% con relación a diciembre de 1993. De esta potencia, 43.988 MW son hidroeléctricos y 7.360 MW son térmicos. Considerando la proporción brasileña de Itaipú (6.300 MW), la potencia total instalada llega al 22% del potencial total.

La producción de Energía Eléctrica en 1994 alcanzó a 283 TWh, de los cuales el 96% son de origen hidráulico. El consumo totalizó 247 TWh o sea fue 3,7% superior al año 1993. Los valores indicados incluyen a la Central Hidroeléctrica Binacional Itaipú, cuya potencia es de 12.600 MW y su producción fue en 1994 de 69.175 GWh, de los cuales 66.354 GWh, 96%, van al mercado brasileño y 2.821 GWh, 4%, al mercado paraguayo.

CUADRO Br-5
CAPACIDAD INSTALADA (NO INCLUYE ITAIPU BINACIONAL)
(en MW)

AÑO	TÉRMICA	HIDRÁULICA	TOTAL
1984	6.179	34.925	41.104
1989	7.329	39.343	46.672
1994	7.360	43.988	51.348

CUADRO Br-6
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (NO INCLUYE ITAIPU BINACIONAL)
(en GWh)

AÑO	TÉRMICA	HIDRÁULICA	TOTAL
1984	10.336	168.072	178.408
1989	15.364	182.147	197.511
1994	9.705	207.281	216.987

CUADRO Br-7
ITAIPU BINACIONAL VALORES
(en MW y GWh)

AÑO	CAPACIDAD INSTALADA	PRODUCCIÓN	DESTINO DE LA ENERGÍA BRASIL	PARAGUAY
1984	700	273	112	161
1989	10.500	47.032	45.523	1.509
1994	12.600	69.175	66.354	2.821

CUADRO Br-8
ENERGÍA ELÉCTRICA FACTURADA POR SECTORES - AÑO 1994

SECTORES	Industrial	Residencial	Comercial	A. Público	Otros	Total
GWh	116.571	55.955	28.879	8.286	22.870	232.561
%	50	24	12,4	3,6	10	100

La estructura de transmisión de la energía eléctrica comprende 50.736 km de líneas de más de 100 KV y hasta 150 KV, 27.826 km de tensiones superiores a 150 KV y hasta 245 KV, 1.783 km de tensiones mayores a 500 KV, y 1.612 km de transmisión en corriente continua a 600 KV.

CUADRO Br-9
NIVEL DE ELECTRIFICACIÓN
(en miles)

Población Total	Clientes Servidos	Población Servida	% Elect.	Viviendas Totales	Viviendas Electríf.	% Electríf.
154.000	40.322	145.364	94,4	39.041	35.037	89,7

4. ENERGÍA NUCLEAR

Brasil cuenta con un proyecto nuclear compuesto por tres unidades: Angra I, Angra II y Angra III, de 657 Mwe, en el caso de Angra I, y 1309 MWe cada una de las dos restantes, situadas en la playa de Itaorna, municipio de Angra dos Reis, Estado de Río de Janeiro. La primera de las tres unidades está en marcha comercial desde 1985 y entrega su producción al sistema de FURNAS a través de dos líneas de 500 KV. El proyecto nuclear ha tenido numerosos problemas en su construcción y operación a tal punto que se considera no continuar con las unidades restantes. El cuadro siguiente muestra el grado de irregularidad productiva de la central.

**CUADRO Br-10
ENERGÍA NUCLEAR**

AÑO	CAPACIDAD NOMINAL Mwe	PRODUCCIÓN BRUTA GWhe
1985	657	3.381
1987	657	973
1989	657	1.830
1991	657	1.142
1994	657	55

5. CARBÓN MINERAL

Las reservas de carbón de Brasil, casi todas del tipo sub-bituminoso, están localizadas principalmente en tres Estados de la región Sur. El total de reservas se ha estimado en 32.400 millones de toneladas. Los carbones producidos en los tres Estados del Sur, son utilizados principalmente para uso térmico en la generación termoeléctrica y en la industria cementera. Su poder calorífico varía de 3.100 a 6.000 kcal/kg. El consumo total de carbón en el país, en 1994, llegó a 16,0 millones de toneladas, que se cubre con producción local e importación según lo indicado en el Cuadro Br-11.

**CUADRO Br-11
PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y CONSUMO DE CARBÓN MINERAL
(en 10³ Ton)**

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	CONSUMO
1984	7.469	7.975	13.446
1989	6.029	9.937	15.492
1994	5.122	11.419	16.084

6. ALCOHOL

El alcohol derivado de la caña de azúcar, producido en Brasil, alcanzó gran difusión en el uso automotor en reemplazo de la gasolina a partir de 1978, cuando se dispuso su utilización en los automóviles de entidades del Estado. Actualmente, cerca de 4.151.000 vehículos utilizan este carburante, o sea, que casi el 40% de la flota automotriz que circula en el país consume alcohol. El cuadro siguiente muestra la producción de alcohol y el consumo energético entre los años 1984 y 1994.

CUADRO Br-12

AÑO	Producción 10³ m³			Consumo Energético 10³ m³			Export.10³ m³ Total
	Anhidro	Hidratado	Total	Anhidro	Hidratado	Total	
1984	2.142	7.059	9.201	2.082	4.575	6.657	851
1989	1.494	10.315	11.809	1.622	11.068	12.690	---
1994	2.743	9.679	12.422	2.837	9.363	12.200	220

B. Prospectiva

El panorama energético de Brasil presenta muy interesantes y variadas posibilidades de desarrollo a partir de la eliminación del monopolio de PETROBRAS y la apertura del sector eléctrico para la venta de centrales y concesión de servicios.

Según las estimaciones de OLADE y las que se recogieron en otros medios, la economía de Brasil crecería en el período 1994-2010 a un promedio de 3,52% anual y el consumo de energía total a un promedio del 2,26% anual acumulativo (Cuadro Br-13).

En cuanto a la estructura de producción, seguirá siendo importante el sector hidroeléctrico (Cuadro Br-14). El gas natural sería el energético de mayor crecimiento porcentual que se apoya en un aumento en la producción, y en la disponibilidad por importación de países vecinos que se usará en la producción de energía eléctrica y en el reemplazo de otros combustibles para reducir la polución en áreas urbanas. Asimismo, se estima que seguirá siendo importador de petróleo y derivados.

En los Cuadros Br-14 a Br-17 se muestran las proyecciones estimadas para los distintos recursos energéticos que se analizan a continuación:

Petróleo y Derivados: Se prevé un moderado incremento en el consumo de petróleo en el período, cuyo abastecimiento sería cubierto en un 60% por producción local y el resto con importaciones. El desarrollo de los yacimientos off-shore de Campos y los de Amazonia no permite suponer el autoabastecimiento. La apertura a la actividad privada, sin embargo, crea interesantes expectativas de futuro. Por otra parte, PETROBRAS, que ha desarrollado muy buena tecnología para operar off-shore puede constituirse en un importante operador ampliando la capacidad que está desarrollando en otros países. En materia de derivados, la prospectiva es más difícil ya que depende de la capacidad de refinación que disponga el país y ésta puede variar substancialmente con la apertura al capital privado. Suponiendo un criterio similar al seguido hasta ahora, el país sería neto importador de Diesel Oil, y en menor medida de Gasolinas y Fuel Oil. En estos rubros, además, siempre se presentan desbalances estacionales, que pueden llevar a generar exportaciones.

Gas Natural: El consumo estimado pasaría de unos 17 millones de m³/d en 1994 a unos 74 millones de m³/d en 2010. En este incremento debe considerarse la instalación de potencia termoeléctrica, el suministro a la industria, el transporte y el uso domiciliario. El consumo se cubriría con un incremento en la producción de los yacimientos de Campos y Amazonia y el resto debería ser importado. Esto abre un campo interesante para el desarrollo de gasoductos de Bolivia, Argentina, Perú y más adelante, de Venezuela. Con Bolivia se han comprometido recibir 8 millones m³/d en un comienzo para llegar a 16 y, eventualmente, a una cifra mayor en el futuro. También existen otras posibilidades en etapa de proyecto y negociación que se analizan en los otros capítulos más adelante. Asimismo, la apertura a la actividad privada abre grandes expectativas a la exploración dentro del país.

Electricidad: El crecimiento de la demanda será abastecido en el futuro en forma preponderante por energía hidroeléctrica. En este momento, se cuenta con 4000 MW en proyectos hidráulicos en construcción que serán completados por las actuales empresas estatales; otros 9000 MW en construcción serán transferidos a la actividad privada para su terminación y explotación; y quedan todavía 10000 MW en proyectos para desarrollar. También se ha previsto incorporar energía térmica utilizando fundamentalmente gas de importación. Sin embargo, no pueden crearse grandes expectativas en ese sentido. Por ejemplo, la instalación de unos 3000 MW en ciclos combinados que sólo representa el 5% de la potencia instalada en 1994, es decir la cobertura del crecimiento de algo más de un año del mercado brasileño, requerirían unos 12

millones de m³/d. Se está considerando la posibilidad de importar unos 35 millones m³/d para el año 2010. Otra posibilidad que contempla Brasil es vender a Argentina energía hidráulica secundaria, que es abundante en años hidrológicos ricos, a cambio de potencia firme del sistema argentino. Existen muchas posibilidades de intercambio que se analizan más adelante. Las centrales nucleares no se considera que se incrementarán en el futuro debido a los problemas sufridos con las existentes, quedando sólo la que ya está funcionando y abandonando los otros 2 proyectos (Cuadros Br-17 y Br-18).

Alcohol: El programa de alcohol como reemplazo de gasolina no fue exitoso y resultó antieconómico por lo que se estima que perderá significación y será reemplazado por gasolinas o gas natural en el transporte.

Carbón: El carbón mantendrá su lugar en el consumo para producción de energía eléctrica y consumo térmico, continuando la importación para uso metalúrgico (Cuadro Br-19).

CUADRO Br-13
CONSUMO FINAL
PROYECCION PERIODO 1994-2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Gas Natural	5.152	3,9	8.857	6,4	12.045	8,0	16.999	9,8	22.564	11,9	9,67
Carbón Mineral	8.557	6,5	9.054	6,6	9.555	6,3	10.494	6,1	11.542	6,1	1,89
Comb. Vegetales	22.630	17,0	21.497	15,6	21.896	14,5	22.158	12,8	22.165	11,7	-0,13
Electricidad	21.283	16,0	23.264	16,9	25.873	17,2	29.979	17,3	34.529	18,0	3,02
Gasolinas/Alcohol	22.100	16,6	22.274	16,1	24.570	16,3	28.296	16,4	31.935	16,8	2,33
Diesel Oil	23.756	17,8	24.284	17,6	26.327	17,5	29.905	17,3	33.100	17,4	2,09
Fuel Oil	10.100	7,6	8.209	6,0	8.340	5,6	10.829	6,3	7.936	4,2	-1,50
Otros	19.323	14,6	20.449	14,8	21.924	14,6	24.273	14,0	26.492	13,9	2,10
TOTAL	132.901	100,0	137.938	100,0	150.530	100,0	172.933	100,0	189.993	100,0	2,26

CUADRO Br-14
PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
PROYECCION - PERIODO 1994-2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Petróleo	34.256	39,0	41.084	39,4	45.587	39,0	45.757	34,3	42.291	28,7	1,32
Gas Natural	6.406	7,3	8.029	7,7	9.937	8,5	14.523	10,9	21.077	14,3	7,73
Carbón Mineral	1.852	2,1	1.597	1,5	1.526	1,3	1.415	1,1	1.312	0,9	-2,13
Hidroenergía	20.888	23,8	25.888	24,8	28.543	24,4	32.833	24,6	32.921	22,4	2,88
Nuclear	0	0	688	0,7	688	0,6	688	0,5	688	0,5	0,0
Otros	24.480	27,9	27.091	25,9	30.630	26,2	38.202	28,6	48.957	33,2	4,43
TOTAL	87.882	100,0	104.377	100,0	116.911	100,0	133.418	100,0	147.246	100,0	3,28

CUADRO Br-15
PETROLEO - PROYECCION PERIODO 1994-2010
(en 10³m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	OFERTA	CONSUMO
1994	38.707	26.884	*	65.591	66.400
1997	46.422	25.203	*	71.625	71.537
2000	51.700	24.085	*	75.785	75.512
2005	55.510	24.690	*	80.200	76.306
2010	47.780	28.620	*	76.400	76.306

CUADRO Br-16
GAS NATURAL - PROYECCION PERIODO 1994-2010
(10⁶ m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	OFERTA	CONSUMO
1994	7.711	*	*	7.711	6.207
1997	9.667	2.920	*	12.587	10.671
2000	11.972	3.796	*	15.768	14.512
2005	17.500	5.220	*	22.720	20.481
2010	25.400	5.840	*	310240	27.186

CUADRO Br-17
PROSPECTIVA - EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO - PROYECCIÓN PERIODO 1994-2010
(en MW)

AÑO	HIDRÁULICO	TÉRMICO		NUCLEAR	TOTAL
		VAPOR	TURBOGAS Y DIESEL		
1994	50.288	5.493	1.210	657	57.648
1997	55.007	4.253	1.210	657	61.127
2000	58.352	5.403	1.210	657	65.622
2005	66.424	6.711	1.210	657	75.002
2010	75.424	12.711	1.210	657	90.002

CUADRO Br-18
PROSPECTIVA - ENERGÍA ELÉCTRICA - PROYECCIÓN PERIODO 1994-2010
(en GWh)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	OFERTA	CONSUMO
1994	251.575	31.766	*	283.340	247.480
1997	285.784	24.014	*	309.798	270.511
2000	328.967	23.266	*	352.227	300.845
2005	372.060	20.584	*	392.644	348.593
2010	426.872	16.200	*	443.072	398.359

CUADRO Br-19
PROSPECTIVA - CARBÓN MINERAL -PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ TON)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	OFERTA	CONSUMO
1994	5.122	11.419	*	16.541	16.084
1997	2.700	14.410	*	17.110	17.118
2000	2.590	17.710	*	20.300	20.251
2005	2.400	20.823	*	23.223	23.176
2010	2.220	23.330	*	25.550	25.500

CHILE

SÍNTESIS ESTADÍSTICA - 1994

POBLACIÓN (miles de habitantes)	14.066
SUPERFICIE (km ²)	756.626
DENSIDAD POBLACIONAL (hab/km ²)	18,6
POBLACIÓN URBANA (%)	84
RESERVA DE PETRÓLEO (m ³ x 10 ⁶)	47
RESERVA DE GAS NATURAL (m ³ x 10 ⁹)	117
RESERVA CARBÓN MINERAL (ton x 10 ⁶)	244
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TEP x 10 ³)	7.880
IMPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	9.129
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	14
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR HAB. (kwh/hab)	1.797
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR HAB. (TEP/hab.)	1,09

V. CHILE: SITUACIÓN GENERAL DEL SECTOR

Chile ha sido pionero en América Latina en el proceso de desregulación y privatización del sector energético. Durante los últimos años se ha consolidado la actividad privada en el sector dentro de una política general orientada a concentrar el esfuerzo de inversión pública en las áreas social y de infraestructura. Asimismo, ha sido notable la inserción internacional del país que le ha abierto oportunidades para una concepción regional de desarrollo energético a través de acuerdos de integración suscritos con países vecinos.

En concordancia con esa política es importante destacar la participación de las empresas y capitales chilenos en la adquisición de empresas prestatarias del servicio público de electricidad y gas, así como en la obtención de concesiones para actuar en esos campos en Argentina, Bolivia y Perú, y han mostrado su interés por hacerlo en el futuro en otros países.

En cuanto a su situación energética, Chile muestra un crecimiento sostenido de su consumo energético total desde 1980 con una tasa promedio anual acumulada del 4,4%, teniendo en la actualidad un índice de consumo final de energía igual a 1,09 TEP/habitante.

El abastecimiento de la energía se basa fundamentalmente en el petróleo y la hidroelectricidad. En lo que se refiere a esta última el país ha desarrollado los proyectos más económicos y, en cuanto a petróleo, el país sólo produce el 7% de sus necesidades y debe importar el 93% restante. El carbón, que era una de sus fuentes principales de abastecimiento, está siendo abandonado por resultar antieconómica su explotación, requiriéndose hacia la importación de este recurso. En 1994, el 48% de las necesidades energéticas de Chile provinieron de la importación. El país está buscando substitutos para el petróleo y el carbón, orientándose al gas natural de Argentina. En ese sentido, están en marcha actualmente importantes proyectos de construcción de gasoductos que se describen más adelante.

A. Recursos, producción y consumo

En el cuadro CH-1 se muestran los recursos energéticos totales del país.

CUADRO Ch-1
RECURSOS - RESERVAS PROBADAS

	CANTIDAD	Equivalentes en TEP x 10 ⁶	Participación (%)
PETRÓLEO	47 10 ⁶ m ³	42	2,3
GAS NATURAL	117 10 ⁹ m ³	97	5,3
CARBÓN MINERAL	244 10 ⁶ Ton	144	7,9
HIDROELECTRICIDAD	116 Twh	1.454*	79,9
COMB. VEGETALES	45 10 ⁶ Ton	83*	4,6
TOTAL		1.820	100,0

* Producción correspondiente a 50 años para hidroelectricidad y 15 años para combustibles vegetales.

En el cuadro Ch-2 se presenta el balance de energía primaria del año 1994.

**CUADRO Ch-2
BALANCE DE ENERGIA PRIMARIA - PERIODO 1994**

	Producción Bruta	Importación	Exportación	V. Stock Pérdidas y Cierre	Consumo Bruto
ENERGETICO					
PETROLEO CRUDO (a) (miles m ³)	714	7.989	0	252	8.451
GAS NATURAL (b,c,d) (mill. m ³)	2.185	0	85	323	1.777
CARBON (miles ton.)	1.182	1.930	0	-33	3.145
HIDROELECTRICIDAD (GWh)	17.756	0	0	279	16.977
LEÑA Y OTROS (miles ton.)	9.166	0	0	0	9.166
BIOGAS (mill. m ³)	66	0	0	0	66

Notas: (a) Producción Bruta: Isla=193,4 + Continente=178,25 + Costa afuera=342,44. (b) Producción Bruta: Producción total=4.244 Reinyecciones=2.059,1. (c) Cierre: Gas lift=139 + Gas quemado=184. (d) Consumo Bruto: Ventas=1147,9 + Consumo propio Enap + Gas absorbido=107,93

En el cuadro Ch-2a se muestra el consumo final por energético en Chile en el año 1994.

**CUADRO Ch-2a
CONSUMO FINAL - AÑO 1994**

TIPO	CANTIDAD (10 ³ TEP)	PARTICIPACIÓN (%)
ELECTRICIDAD	1.935	12,7
GAS NATURAL	1.470	9,6
DERIVADOS DE PETRÓLEO	6.344	41,5
COMBUSTIBLES VEGETALES	3.003	19,6
OTROS	2.546	16,6
TOTAL	15.298	100,0

A continuación se presenta un análisis de cada uno de los energéticos.

1. PETRÓLEO

Chile ha sido históricamente un país importador de petróleo y sólo en algunos períodos la producción local ha representado más del 50% del consumo bruto nacional.

CUADRO Ch-3

AÑO	PRODUCCIÓN 10 ³ x m ³	(%)	IMPORTACIÓN 10 ³ x m ³	(%)	CONSUMO 10 ³ m ³
1984	2.237	(49,0)	2.302	(51,0)	4.539
1989	1.282	(19,0)	5.577	(81,0)	6.859
1994	714	(8,4)	7.737	(91,6)	8.451

En 1994 la producción nacional representó el 8,4% del consumo y la tendencia apunta claramente a la disminución de esta participación, dado que después del descubrimiento costa afuera, no ha tenido lugar otro que cambie esa tendencia. Esta situación ha llevado a un incremento importante de la compra de crudo en el exterior.

2. DERIVADOS DE PETRÓLEO

En Chile existen dos refinerías de petróleo con una capacidad de procesamiento de crudo de 25.600 m³/día, que alcanzaron en 1994 un volumen de 7,55 millones de m³. Las refinerías son operadas por empresas del Estado, pero no existe impedimento para la actividad privada en este campo.

En 1994 la demanda nacional de derivados del petróleo alcanzó a 10,6 millones de m³. El crecimiento de la producción en el período 1980-94 fue del 3,3% anual acumulativo, y el de las importaciones del 14,2% anual.

El principal consumidor de derivados de petróleo fue, en el año 1994, el sector transporte con un 54% del total, luego el sector industrial con el 22,5% y el comercial y residencial con el 14,5%. En relación a los productos, se ha ido acentuando la participación del diesel oil en el consumo, desde un 14,9% en 1972 a un 34,4% en 1994. También existe gas de gasolina que se distribuye en Santiago en una red domiciliaria con unos 150.000 usuarios (sobre una población del orden de 3 millones).

El siguiente cuadro muestra la evolución de las importaciones de los diferentes derivados del petróleo; así como la participación porcentual de esas importaciones en el consumo nacional de cada uno de esos productos.

**CUADRO Ch-4
IMPORTACIONES**

AÑO	Gasolinas 10 ³ x m ³ (%)		Kerosene 10 ³ x m ³ (%)		Diesel Oil 10 ³ x m ³ (%)		Fuel Oil 10 ³ x m ³ (%)		Gas Licuado 10 ³ x m ³ (%)		TOTAL 10 ³ x m ³
1984	132	9	50	13	320	19	169	14	*	*	671
1989	61	3	42	6	440	18	*	*	134	13	674
1994	298	19	*	*	532	35	356	23	347	23	1.533

3. GAS NATURAL

Chile produce gas natural solamente en la zona de Magallanes y exclusivamente para consumo regional, sin posibilidad de abastecer a otras regiones del país, tanto por la magnitud de las reservas conocidas, como por la distancia a los potenciales centros de consumo, su transporte no es viable económicamente.

a. Reservas

Desde el primer descubrimiento en 1950 en la cuenca de Magallanes, se han detectado 25 yacimientos, con reservas de por lo menos 1.600 millones de m³ cada uno. De los 117 mil millones de m³ de reservas comprobadas, el 80% se encuentra en ocho yacimientos, cuyas dimensiones varían entre 4 mil millones de m³ y 42 mil millones de m³.

b. Producción y consumo

La producción de gas natural en 1994 fue de 2.185 millones de m³. En general, una gran parte del gas producido se reinyectó, destinándose sólo una fracción al consumo. En 1992, el 48% de la producción se reinyectó, el 27% fue utilizado en consumo propio, el 22% se destinó al consumo y el 3% restante correspondió a gas quemado y perdido. El gas se consume en forma domiciliaria e industrial sólo en la ciudad de Punta Arenas, y otras ciudades de la XII Región. El consumo más importante es el de una planta para producir metanol y otras pequeñas industrias en la zona.

Actualmente se está construyendo un gasoducto adicional desde Argentina para ampliar la planta de metanol y se está en las etapas finales de negociación, para comenzar otros importantes gasoductos desde Argentina que abastecerían Santiago y la zona sur hasta Concepción, y que comenzando con un suministro de 3 a 5 millones de m³/día en 1997 podrían llegar hasta 8 a 10 millones de m³/día en 2010. Estos proyectos se describen más adelante. También se produce gas natural licuado, el que se envía a todo el país.

4. CARBÓN

Chile posee abundantes reservas de carbón en 3 zonas: Concepción-Arauco, Valdivia-Chiloé y Magallanes. La primera produce carbón bituminoso con un poder calorífico entre 5600 y 7000 Kcal/kg, y las otras dos de tipo subbituminoso con un poder calorífico entre 4000 y 5000 Kcal/kg. El total de las reservas comprobadas alcanza a unos 244 millones de Tn. A éste, se pueden agregar unos 445 millones de Tn de reservas indicadas y unos 5000 millones de Tn de reservas inferidas.

La zona Concepción-Arauco sólo tiene el 5% de las reservas, pero de carbón bituminoso, que se usa fundamentalmente para centrales eléctricas en la zona central. La explotación de estas minas tiende a abandonarse debido a las dificultades técnicas que la hacen antieconómica. Las otras áreas de carbón bituminoso, que se usa para producción eléctrica en el sistema Norte, han reducido su producción debido a los altos costos de explotación y transporte. Los carbones nacionales no son aptos para uso metalúrgico. Los requerimientos para este sector, unas 600.000 Tn anuales, se satisfacen con importaciones.

Normalmente, la importación del carbón para uso termoeléctrico ha sido dependiente de la producción hidroeléctrica, pero en los últimos años ha aumentado en forma sostenida al elevarse los costos de producción local. El Cuadro CH-5 muestra los valores de producción e importación de este recurso.

CUADRO Ch-5
PRODUCCION E IMPORTACION DE CARBON
(10³ Tn)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	CONSUMO BRUTO
1984	1.310	365	1.675
1989	2.200	1.574	3.774
1994	1.182	1.930	3.135*

* Incluye 23 x 10³ Tn de stock y pérdidas.

5. COMBUSTIBLES VEGETALES

En Chile, los combustibles vegetales están constituidos por la leña y sus derivados, que ocupan un lugar importante en el consumo final de energía, con una participación del orden del 20%.

En 1994 se ha alcanzado un consumo total de 9,2 millones de toneladas, de los cuales el 75% corresponde a leña y el resto a desechos forestales e industriales. En uso residencial la leña ha significado un 60% del consumo total de este subsector.

6. ENERGÍA ELÉCTRICA

El sector eléctrico de Chile, dada la configuración geográfica nacional, se ha desarrollado a través de cuatro sistemas independientes: El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Central (SIC), donde se encuentra la mayor parte de la población, y en el sur, los sistemas aislados de las regiones de Aysén y Magallanes.

El principal recurso, la hidroelectricidad, produjo durante los últimos diez años aproximadamente el 70% de la generación de energía eléctrica total del país. El resto ha sido de origen térmico, principalmente con el uso del carbón.

a. Producción y consumo

A fin de 1994 la capacidad instalada total del país era de 5.504 MW, distribuida en 3.258 MW de equipamiento hidroeléctrico y 2.246 MW de equipamiento termoeléctrico, lo que señala una participación del 59% y 41% respectivamente, con una producción total de 25.250 GWh.

El Sistema Interconectado Central (SIC) vincula aproximadamente al 80% del equipamiento total instalado en el país. En este Sistema, el 75% del parque está constituido por centrales hidroeléctricas, un 20% por centrales térmicas a vapor que usan carbón como combustible; y el resto está conformado por turbinas a gas y motores que principalmente utilizan el diesel oil como combustible.

En los cuadros que siguen se puede observar la evolución de la capacidad instalada y la generación de energía, así como la evolución del consumo de energía eléctrica por sectores y per cápita en kwh/hab.

CUADRO Ch-6
CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO	POTENCIA INSTALADA (Mw)			GENERACIÓN (GWh)		
	Servicio Público	Auto-Producción	TOTAL	Servicio Público	Auto-Producción	TOTAL
1985	3.094	873	3.967	10.978	3.062	14.040
1990	3.904	468	4.372	13.915	4.458	18.373
1994	4.485	1.019	5.504	20.426	4.824	25.250

CUADRO Ch-7
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES
(GWh)

AÑO	Comercial, Público y Residencial	Transporte y otros	Industrial y minero	Pérdidas y consumos en Centro de Transformación	TOTAL
1985	3.825	226	7.486	2.502	14.039
1990	5.054	212	10.168	2.940	18.374
1994	6.816	218	14.552	4.000	25.586

CUADRO Ch-8
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD PER CAPITA
(en kwh/hab.)

AÑO	PRODUCCIÓN
1985	1.159
1990	1.395
1994	1.797

B. Prospectiva

El desarrollo energético en Chile está fundamentalmente bajo responsabilidad del sector privado. Sin embargo, la Comisión Nacional de Energía prepara lo que se denomina el Planeamiento Indicativo del sector donde se estiman las demandas y se analizan los mejores escenarios de equipamientos e intercambios internacionales de energéticos. En base a las previsiones efectuadas por la Comisión y a las proyecciones preparadas por OLADE, se ha elaborado una prospectiva de desarrollo del sector para el período 1994-2010. En este lapso, se estima un crecimiento de la economía que según OLADE sería del 3,93% en promedio anual, pero según la Comisión, basada en la autoridad económica, sería del 7,5%. Las prospectivas se basan más en las proyecciones hechas por la Comisión de Energía.

En estas estimaciones el petróleo seguirá teniendo un papel relevante y se estima que, de no mediar el descubrimiento de nuevas reservas, hacia el final del período en estudio, prácticamente el total del abastecimiento petrolero será de origen externo (Ver Cuadro Ch-9). Todo ello, a pesar de los esfuerzos de la empresa petrolera nacional ENAP y SIPETROL, su subsidiaria para explorar y explotar recursos petrolíferos fuera del país. El oleoducto inaugurado en 1995 con Argentina permitirá el abastecimiento de hasta el 60% del consumo nacional. El consumo total de derivados seguiría el ritmo de los últimos años. En estas condiciones, de no modificarse la capacidad de refinería, la importación de derivados pasaría de 1.535.000 m³ a unos 3.000.000 de m³ en el 2010. Esta suma debería agregarse a la importación de crudo.

El gas natural de origen nacional limitará su abastecimiento a la zona austral y permitirá el suministro de GNL al resto del país. Sin embargo, se prevé un importante incremento del consumo de gas natural importado de Argentina para la producción de energía eléctrica y el uso industrial y domiciliario, que llegaría a 8 o 10 millones de m³/día en el 2010. También tiene posibilidades de desarrollarse el abastecimiento de gas desde Argentina y/o Bolivia para las centrales eléctricas y minería de la zona Norte, en cuyo caso el caudal sería del orden de 5 millones de m³/d.

La hidroelectricidad, que abastece el 70% del consumo eléctrico, seguirá siendo importante a pesar de que solo se prevé la construcción de grandes obras, Pangué y Ralco y otras menores por un total de 1.240 MW. La demanda eléctrica futura será atendida en alta proporción por 9 centrales de ciclo combinado de 330 MW c/u a construir en los próximos 10 años, que quemarán gas proveniente de Argentina. Asimismo, se estima que se concretará la interconexión con Argentina que en los estudios originales contemplaba un intercambio de 200 MW, pero que se estudiará en breve con vistas a darle un enfoque más amplio.

El carbón, debido a lo antieconómico de su explotación y transporte a los centros de consumo irá cediendo el lugar al gas para uso térmico y, en el caso del abastecimiento a la metalurgia, continuará la importación.

CUADRO Ch-9
PROSPECTIVA - PETROLEO
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ m³)

AÑO	Producción	Importación*	Exportación	Consumo Total
1994	714	7.989	*	8.451
1997	800	8.983	*	9.783
2000	800	10.525	*	11.325
2005	800	13.654	*	14.454
2010	800	17.647	*	18.447

* Ver texto referente a derivados.

CUADRO Ch-10
PROSPECTIVA - GAS NATURAL
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10⁶ m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	2.185	*	*	1.777
1997	2.000	1.300	*	3.200
2000	2.000	2.500	*	4.300
2005	2.000	3.000	*	5.000
2010	2.000	3.600	*	5.600

CUADRO Ch-11
PROSPECTIVA - CARBÓN MINERAL
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ Ton)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	1.182	1.742	*	3.460
1997	1.100	2.350	*	3.445
2000	1.100	2.440	*	3.540
2005	1.000	3.950	*	4.925
2010	1.000	4.490	*	5.440

CUADRO Ch-12
PROSPECTIVA - ENERGÍA ELÉCTRICA
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en GWh)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	25.250	*	*	21.686
1997	30.663	*	*	26.208
2000	37.040	*	*	31.658
2005	50.748	*	*	43.375
2010	69.529	*	*	59.427

CUADRO Ch-13
PROSPECTIVA - EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en MW)

AÑO	HIDRÁULICA	TÉRMICA	NUCLEAR	TOTAL
1994	3.258	2.246	*	5.504
1997	3.558	2.576	*	6.134
2000	3.828	3.896	*	7.724
2005	4.328	5.202	*	9.530
2010	4.638	8.672	*	13.300

CUADRO Ch-14
PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Petróleo	652	8,3	686	8,3	686	8,2	686	7,9	686	7,6	0,32
Gas Natural	1.810	23,0	1.660	20,1	1.660	19,7	1.660	19,2	1.660	18,3	-0,54
Carbón Mineral	697	8,8	645	7,8	645	7,7	585	6,7	585	6,5	-1,10
Hidroenergía	1.484	18,8	1.863	22,6	1.880	22,4	2.020	23,2	2.280	25,1	2,72
Comb. Vegetales	3.237	41,1	3.390	41,2	3.540	42,0	3.740	43,0	3.850	42,5	1,09
TOTAL	7.880	100,0	8.244	100,0	8.411	100,0	8.691	100,0	9.061	100,0	0,90

CUADRO Ch-15
CONSUMO FINAL
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Gas Natural	1.470	9,6	1.727	10,8	2.659	15,2	3.132	15,6	2.745	11,5	3,98
Carbón Mineral	746	4,9	697	4,4	763	4,4	908	4,5	1.096	4,6	2,43
Leña	3.003	19,6	3.530	22,1	3.700	21,1	3.850	19,2	3.926	16,5	1,69
Electricidad	1.935	12,6	1.970	12,3	2.050	11,7	2.530	12,6	3.610	15,2	3,97
Gasolinas	1.938	12,7	2.000	12,5	2.110	12,1	2.390	11,9	3.050	12,8	2,87
Diesel Oil	2.936	19,2	2.844	17,8	2.984	17,0	3.682	18,4	5.219	21,9	3,65
Fuel Oil	1.470	9,6	1.097	6,9	1.113	6,4	1.224	6,1	1.426	6,0	-0,19
Otros	1.800	11,8	2.090	13,1	2.130	12,2	2.330	11,6	2.730	11,5	2,64
TOTAL	15.298	100,0	15.955	100,0	17.509	100,0	20.046	100,0	23.802	100,0	2,80

PARAGUAY

SÍNTESIS ESTADÍSTICA - 1994

POBLACIÓN (miles de habitantes)	4.666
SUPERFICIE (km ²)	406.752
DENSIDAD POBLACIONAL (hab/km ²)	11,4
POBLACIÓN URBANA (%)	42
RESERVA DE PETRÓLEO (m ³ x 10 ⁶)	0
RESERVA DE GAS NATURAL (m ³ x 10 ⁹)	0
RESERVA CARBÓN MINERAL (ton x 10 ⁶)	0
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TEP x 10 ³)	5.355
IMPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	929
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA. Y SEC. (TEP x 10 ³)	2.798
CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA POR HAB. (kwh/hab)	684
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR HAB. (TEP/hab.)	0,71

VI. PARAGUAY: SITUACION GENERAL DEL SECTOR

Paraguay es un país privilegiado por su abundancia de recursos hídricos. El río Paraná, su más importante curso de agua, compartido con Argentina y Brasil y uno de los ríos de mayor potencial hidroenergético del mundo, está siendo desarrollado mediante aprovechamientos binacionales de gran envergadura como Itaipú y Yacyretá existiendo otros en estudio. Por otra parte, a pesar de importantes búsquedas, no se han detectado posibilidades ciertas de existencia de petróleo o gas en el país, lo que le crea dependencia externa en el abastecimiento de todas sus necesidades de hidrocarburos.

El consumo final de energía se ajusta al perfil socio-económico del país, con una importante población rural y producción basada fundamentalmente en el sector primario. Si bien se está tratando de desarrollar mayor actividad industrial sobre la disponibilidad de energía eléctrica, la biomasa sigue ocupando el primer lugar en el consumo de tipo domiciliario e industrial como fuente calórica.

El sector energético, tradicionalmente en manos del Estado, salvo la distribución de gas y derivados de petróleo donde existe participación privada parcial, está en un proceso de revisión tendiente a la desregulación y privatización. Existe un proyecto de ley tendiente a impulsar esta iniciativa en el Congreso para el sector hidrocarburos y se está estudiando una estrategia similar para el sector eléctrico.

A. Recursos, producción y consumo

En el Cuadro Pa-1 se muestran los recursos energéticos disponibles, en el Cuadro Pa-2 la producción de energía primaria y en el Cuadro Pa-2a el consumo final para el año 1994.

**CUADRO Pa-1
INVENTARIO DE RECURSOS
RESERVAS PROBADAS**

	CANTIDAD	Equivalentes en 10 ⁶ TEP	Participación (%)
HIDROELECTRICIDAD	105 Twh/año	1.309*	95,9
COMB. VEGETALES	69 10 ⁶ Ton	56*	4,1
TOTAL		1.365	100,0

* Producción correspondiente a 50 años para hidroelectricidad y 15 años para combustibles vegetales

**CUADRO Pa-2
PRODUCCIÓN ENERGÍA PRIMARIA**

AÑO	RESERVAS COMP GWh	TEP x 10 ⁶	BIOMASA 10 ³ x m ³	TOTAL TEP 10 ³
1984	1.239	106,6	1.387,9	1.493,9
1987	20.721	1.782,0	1.729,6	3.511,6
1991	32.615	2.004,9	1.831,3	3.836,2
1994	36.235	3.116,2	2.239,0	5.355,2

CUADRO Pa-2a
CONSUMO FINAL - AÑO 1994

TIPO	CANTIDAD (10³ TEP)	PARTICIPACIÓN (%)
ELECTRICIDAD	275	8,3
DERIVADOS DE PETRÓLEO	880	26,5
COMB. VEGETALES	1.881	56,7
OTROS	281	8,5
TOTAL	3.317	100,0

En cuanto al consumo de energía, en 1994 la participación de las principales fuentes fue la siguiente: energía eléctrica 8,3%, biomasa 56,7%, derivados del petróleo 34,6%.

Como se dijo antes la biomasa es el principal combustible. El segundo lugar lo ocupan los derivados del petróleo con una participación que pasó del 21% en la década del 80 a alrededor del 35% en los últimos años, debido fundamentalmente al incremento de consumo en el transporte automotor.

La energía eléctrica aumentó su participación en el consumo del 4% al 8%. A pesar de ello, el consumo por habitante, 684 KWh/año, es de los más bajos en la subregión. A continuación, se describe la situación de los distintos subsectores.

1. PETRÓLEO

Paraguay no produce petróleo, por lo tanto la totalidad del crudo que se procesa y el 70% de los derivados necesarios para el consumo son importados. El resto de los derivados, 30%, son producidos en la destilería estatal Petropar, ubicada en Villa Elisa sobre el río Paraguay, con una capacidad nominal de 1.200 m³/día.

Los derivados del petróleo son importados preferentemente de Argentina y Brasil. El combustible que se importa en mayor cantidad es el diesel-oil. Argentina provee la mayor parte del diesel-oil, GLP, fuel-oil y gasolinas.

En lo que se refiere a las exportaciones de hidrocarburos, sólo se han registrado algunas operaciones representadas por excedentes temporarios de fuel-oil que no revisten mucha importancia.

En cuanto al consumo por fuente, el primer lugar lo ocupa el diesel-oil seguido por las gasolinas y el GLP. El consumo de fuel-oil también registra cierto incremento en los últimos años, mientras que el kerosene ha disminuido notablemente.

2. ENERGÍA ELÉCTRICA

El potencial hidroeléctrico del Paraguay, considerando los complejos en operación, en construcción y aprovechamientos identificados, alcanza a aproximadamente 12000 MW, valor que tiene en cuenta el 50% que le corresponde al país en los proyectos internacionales. Los proyectos más importantes en actividad son: Itaipú, 12600 MW, compartido con Brasil, actualmente en operación; Yacyretá, 3100 MW, compartido con Argentina, en construcción, y que a Junio de 1995 contaba con una potencia en operación de 620 MW; y Acaray, emprendimiento totalmente paraguayo, de 190 MW. La potencia total instalada correspondiente a Paraguay es de 6528 MW con una energía media asociada del orden de 40000 GWh/año. Existen también 37,5 MW de potencia térmica para zonas aisladas.

La demanda del sistema paraguayo representó aproximadamente el 9% de la generación registrada en 1994; en consecuencia, el 91% restante fue exportado. El Cuadro Pa-4 muestra la evolución de la producción y la participación de Brasil y Paraguay en la distribución de esta generación. Debe agregarse que desde los primeros años de la década del 70, el país también exporta energía eléctrica a la Argentina a través de la vinculación en el aprovechamiento hidroeléctrico Acaray, siendo esta una de las experiencias pioneras en la interconexión eléctrica en la región. En 1994 comenzó la exportación a Argentina de la producción que le corresponde de Yacyretá.

CUADRO Pa-4
PRODUCCIÓN Y DESTINO ENERGÍA ELÉCTRICA (GWH)

AÑO	PRODUCCIÓN	DESTINO	
		BRASIL	PARAGUAY
1984	1.239	112	1.127
1989	24.333	22.106	2.227
1994	36.235	31.766	4.469

Actualmente, casi la totalidad del Servicio Público de electricidad está vinculado a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuyo propietario y operador es la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

La demanda máxima del SIN en potencia creció a razón del 11,8% en los últimos cinco años alcanzando 686 MW en 1994. El crecimiento de la demanda de energía fue un poco mayor, 13,8%, con un total de 3193 GWh para el año 1994.

El consumo final de electricidad per cápita ha crecido de manera acelerada y sostenida, alcanzando en 1994 los 684 kwh/habitante. En 1981 este consumo fue de 230 kwh/hab, lo que revela un crecimiento del 197%, con una tasa anual del 8,7%. En cuanto a la estructura del consumo, el Cuadro Pa-5 muestra su conformación para 1994.

CUADRO Pa-5

SECTOR	PARTICIPACIÓN (%)
Residencial	42
Industrial	25
Comercial	17
Otros	16
TOTAL	100

3. BIOMASA

Los combustibles provenientes de la biomasa representan el energético de mayor consumo en Paraguay. En 1994 estos constituyeron el 62,3% del consumo total de la energía del país, siendo la leña el más importante con el 40%; le siguen en orden de importancia, los residuos vegetales, y el carbón vegetal.

Los principales sectores de consumo lo constituyen el residencial y el comercial que requieren el 52% de los energéticos de la biomasa. También hay algunas industrias en el centro del país donde se utiliza la leña como combustible.

En general, hay muy poca eficiencia en el uso de biomasa. Se estima que se utilizan más de 62.000 Ha/año de bosques para cubrir los requerimientos de leña, lo cual sumado a la explotación forestal y a la expansión agrícola, ha hecho encarar programas serios de reforestación a corto plazo.

B. Prospectiva

De acuerdo con la estructura de la producción actual de energía, con enorme preponderancia de hidroelectricidad, y la falta de carbón y petróleo, no es esperable que se produzcan cambios importantes en la matriz energética de Paraguay.

Según estimaciones de OLADE, el PBI crecería en el período 1995-2010 con una tasa promedio del 4,24% anual a lo que le correspondería un crecimiento de la energía total del 6,4% anual en promedio. El consumo de electricidad crecería a un ritmo del 13% anual acumulativo, elevando su participación en el consumo final de 8,3% en 1994 al 21% en el año 2010. En el período se espera que se complete el aprovechamiento hidroeléctrico Corpus, de 2880 MW, compartido con Argentina y se afiance la interconexión en alta tensión para optimizar el intercambio entre Itaipú, Yacyretá y Corpus. Esta unión permitiría también la exportación de energía eléctrica de Paraguay y/o Brasil a Uruguay vía los sistemas de transmisión de Yacyretá y Salto Grande.

En materia de petróleo, se espera que continúe participando en el consumo en proporciones similares a las que tenía hasta el presente, con incrementos en el Diesel Oil debido al aumento en el consumo del transporte y agro. No se ha tenido en cuenta en esta prospectiva, la posible incorporación de gas natural, que podría importarse de Argentina o Bolivia ya que los proyectos existentes no permiten estimar cifras concretas. Una estimación preliminar colocaría un suministro del orden de 1 millón de m³/d que serviría para reemplazo de biomasa en uso calórico, en el sector industrial y domiciliario y, eventualmente, de gasolina en el transporte. No se prevé el gas natural para producción de energía eléctrica dada la abundancia de hidroelectricidad. La biomasa, fundamentalmente leña y otros vegetales seguirá constituyendo aproximadamente el 40% del total del consumo primario.

CUADRO Pa-6
PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Hidroenergía	3.116	58,2	3.483	52,0	3.586	49,1	3.685	46,7	4.420	49,9	2,21
Leña	1.636	30,6	2.038	30,4	2.170	29,7	2.418	31,5	2.643	29,9	3,04
Otros Vegetales	603	11,3	1.179	17,6	1.550	21,2	1.670	21,8	1.790	20,2	7,04
TOTAL	5.355	100,0	6.700	100,0	7.306	100,0	7.674	100,0	8.853	100,0	3,19

CUADRO Pa-7
CONSUMO FINAL
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Leña	1.295	39,0	1.483	31,8	1.695	28,1	1.760	23,4	1.960	21,8	2,62
Residuos Vegetales	586	17,7	1.166	25,0	1.524	25,3	1.649	21,9	1.749	19,5	7,07
Electricidad	275	8,3	375	8,0	660	10,9	1.116	14,8	1.881	21,0	12,77
Gasolinas	195	5,9	250	5,4	295	4,9	399	5,3	479	5,3	5,78
Diesel Oil	645	19,4	999	21,4	1.390	23,0	1.999	26,5	2.155	24,0	7,83
Fuel Oil	40	1,2	100	2,1	140	2,3	180	2,4	185	2,1	10,04
Otros	281	8,5	292	6,3	328	5,4	431	5,7	567	6,3	4,49
TOTAL	3.317	100,0	4.665	100,0	6.032	100,0	7.534	100,0	8.976	100,0	6,42

CUADRO Pa-8
PROSPECTIVA - PETROLEO
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	*	302	*	302
1997	*	317	*	317
2000	*	342	*	342
2005	*	386	*	386
2010	*	437	*	437

CUADRO Pa-9
PROSPECTIVA - LEÑA
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ Ton)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	7.115	*	*	5.763
1997	8.860	*	*	6.582
2000	9.430	*	*	7.500
2005	10.515	*	*	7.774
2010	11.490	*	*	8.652

CUADRO Pa-10
PROSPECTIVA - RESIDUOS VEGETALES
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ Ton)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	3.430	*	*	3.390
1997	6.700	*	*	6.650
2000	8.800	*	*	8.720
2005	9.500	*	*	9.450
2010	10.200	*	*	10.000

CUADRO Pa-11
PROSPECTIVA - EQUIPAMIENTO ELECTRICO
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010
(en MW)

AÑO	HIDRÁULICO	TÉRMICO		NUCLEAR	TOTAL
		Vapor	Diesel		
1994	6.490	*	38	*	6.528
1997	7.690	*	38	*	7.728
2000	7.990	*	38	*	8.028
2005	7.990	*	38	*	8.028
2010	9.430	*	38	*	9.468

CUADRO Pa-12
PROSPECTIVA - ENERGIA ELECTRICA
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010
(en GWh)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	36.235	*	32.536	3.193
1997	40.500	*	32.314	4.370
2000	41.700	*	32.760	7.705
2005	41.700	*	22.740	12.983
2010	51.400	*	29.200	21.877

PERÚ

SÍNTESIS ESTADÍSTICA - 1994

POBLACIÓN (miles de habitantes)	23.750
SUPERFICIE (km ²)	1.285.216
DENSIDAD POBLACIONAL (hab/km ²)	18,5
POBLACIÓN URBANA (%)	69,0
RESERVA DE PETRÓLEO (m ³ x 10 ⁶)	56,9
RESERVA DE GAS NATURAL (m ³ x 10 ⁹)	202,2
RESERVA CARBÓN MINERAL (ton x 10 ⁶)	56,0
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TEP x 10 ³)	12.929,0
IMPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	2.221,0
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA. Y SEC. (TEP x 10 ³)	2.162,0
CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA POR HAB. (kwh/hab)	518,0
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR HAB. (TEP/hab)	0,448

VII. PERU: SITUACION GENERAL DEL SECTOR

A partir de 1990 Perú encara decididamente la transformación de su economía y consecuentemente la del sector energético, pasando de un régimen de estatización, proteccionismo y sustitución de importaciones, a uno liberal de actividad amplia del capital privado y que se desenvuelve según las leyes del mercado.

En el campo eléctrico, como consecuencia de esta política se puso en marcha un proceso de transferencia -privatización- de las empresas estatales a los inversionistas privados. Se separó el sector verticalmente en generación, transmisión y distribución y empresas como ELECTROLIMA, que servía al área del Gran Lima, se las dividió en dos empresas de distribución: Empresa de Electricidad de Lima Norte (EDELNOR) y Empresa de Electricidad de Lima Sur (EDELSUR) y una compañía de generación: Empresa de Generación de Lima.

En el sector de gas y petróleo la clave fue la promoción de los hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica. Dentro de esta nueva estructura se ha producido una recuperación del sector, como también convenios para el desarrollo de campos de gas entre los que se encuentra Camisea, de gran importancia, y que permitirá evaluar la posibilidad de sustituir consumos de petróleo por gas, con el fin de mantener la capacidad exportadora del país. A ello puede agregarse la utilización del gas en la generación de energía eléctrica, permitiendo lograr una mejor complementación hidrotérmica, como aparece en el Plan Referencial de Electricidad 1994.

A. Recursos, producción y consumo

El Cuadro Pr-1 muestra la composición de los recursos naturales al año 1994. Los valores correspondientes a reservas probadas de gas son las dadas por OLADE para todo Perú. Según un reciente estudio de Shell-Mobil, el yacimiento de Camisea solamente tendría reservas probables del orden de $317 \times 10^9 \text{ m}^3$.

CUADRO Pr-1
RESERVAS ENERGETICAS PROBADAS

	CANTIDAD	Equivalentes en TEP x 10^6	Participación (%)
PETRÓLEO	$56,9 \times 10^6 \text{ m}^3$	49,5	1,3
GAS NATURAL	$202,2 \times 10^9 \text{ m}^3$	167,8	4,3
CARBÓN MINERAL	$56,2 \times 10^6 \text{ ton}$	33,2	0,9
HIDROELECTRICIDAD	273,9 TWh/año	3.423,7*	88,6
URANIO	$1,5 \times 10^3 \text{ ton}$	15,0	0,4
COMB. VEGETALES	$65,0 \times 10^6 \text{ ton}$	175,5*	4,5
TOTAL		3.864,7	100,0

* Producción correspondiente a 50 años para hidroelectricidad y 15 años para combustibles vegetales.

**CUADRO Pr-2
CONSUMO FINAL - 1994**

	Equivalentes en 10 ³ TEP	Participación (%)
Electricidad	1.059	9,9
Gas Natural	*	0,0
Derivados del Petróleo-Alcohol	5.325	50,0
Carbón Mineral	204	1,9
Combustibles Vegetales	3.706	34,8
Otros	356	3,4
TOTAL	10.650	100,0

Como se muestra en el Cuadro Pr-2 la estructura de consumo está basada en primer lugar en el petróleo, siguiendo los combustibles vegetales y la energía eléctrica. No se ha desarrollado todavía el consumo de gas natural. A continuación se hace una descripción de cada uno de los principales recursos.

1. PETRÓLEO

Perú ha sido productor de petróleo desde 1863, habiéndose concentrado la mayor parte de su actividad en esta área en la Región de Talara, en la costa norte del país. En 1969 la mayor parte de la industria fue nacionalizada. Entre 1982 y 1991 la producción de crudo declinó de 31.000 m³/día a 18.300 m³/día, requiriendo la importación de derivados para satisfacer la demanda interna.

En 1993 se establece una nueva estructura en el campo de los hidrocarburos, cuya clave es la libre competencia y el libre acceso a la actividad privada. Se crea Perúpetro S.A., que es una agencia estatal que promueve, negocia y administra los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Perú tiene una atractiva geología con 18 cuencas sedimentarias cubriendo 704.200 km². Nueve cuencas se extienden desde el mar a los Andes; siete están en la selva al este de los Andes y dos en las montañas. Solamente tres de esas cuencas han alcanzado un nivel significativo de exploración. La de Talara en tierra y costa afuera; y las del Marañón y Ucayali en el norte y en la selva central respectivamente, en menor medida.

La reserva potencial de crudo se estima en 2549x10⁶m³ y las reservas probadas en 56,9x10⁶m³ en 1994. La relación Reservas Comprobadas/Producción se mantuvo entre 8 y 9 años en el período 1986- 1994 (Ver Cuadro Pr-3), el que resulta más bien un valor bajo e indica la necesidad de aumentar la actividad exploratoria, lo que en el nuevo ordenamiento del sector se está obteniendo a través de la actividad de Perúpetro S.A.

**CUADRO Pr-3
PETROLEO**

AÑO	RESERVAS COMPROBADAS (10 ⁶ m ³)	PRODUCCIÓN (10 ⁶ m ³)	RELACIÓN R/P
1986	81,5	10,4	8
1988	65,6	8,2	8
1990	60,8	7,5	8
1992	57,7	6,7	9
1994	56,9	7,4	8

a. *Consumo de Derivados de Petróleo*

El consumo de los derivados de petróleo en la demanda total energética alcanzó el 50% en 1994, producción que tenderá a reducirse si se llevan adelante los planes de explotación de gas natural y de sustitución de derivados de petróleo por gas. La estructura de consumo para los principales derivados es la siguiente:

GAS OIL	32,6%
NAFTAS	22,0%
FUEL OIL	19,7%
KEROSENE Y TURBO	19,0%
OTROS	6,7%

b. *Exportación e importación*

El Cuadro Pr-4 preparado en base a información de OLADE, muestra las alternativas de exportación e importación de petróleo y sus derivados. Como puede observarse, Perú ha pasado de una moderada exportación en 1986 a ser netamente importador en 1994, situación que se pretende revertir con la nueva estructura del sector hidrocarburos, que acompaña al proceso de transformación económica.

CUADRO Pr-4
EXPORTACION E IMPORTACION DE PETROLEO Y DERIVADOS
(10³TEP)

Año	Petróleo		Gas Licuado		Gasolina		Kerosene/Turbo		Diesel Oil		Fuel Oil	
	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.
1986	669	*	*	*	219	3	*	34	80	163	2.185	*
1988	255	1.212	*	26	25	5	*	166	27	461	1.997	*
1990	150	888	*	63	73	36	*	71	11	520	2.031	*
1992	43	1.599	*	75	*	9	*	26	62	502	2.173	*
1994	*	1.102	*	120	157	42	9	*	49	620	1.947	*

Entre los derivados se destaca la importación del diesel oil, 620x10³ TEP, situación que se repite en Bolivia y otros países de la subregión. En exportación, sobresale la del fuel oil, 1947x10³ TEP, cuya disponibilidad es una consecuencia de las características de las refinerías con que cuenta el país.

2. GAS NATURAL

De acuerdo al régimen de apertura de la economía, el Perú está en búsqueda de lograr contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Así, en marzo de 1994 se firmó un convenio con Shell para realizar la evaluación técnica que permita demostrar el potencial comercial de los yacimientos de Camisea. Shell oportunamente se asoció con Mobil y, a mediados de 1995, presentaron el estudio que indica que las reservas de gas original in situ para Camisea serían:

Reservas Probadas	317,2 x 10 ⁹ m ³
Reservas Probables	147,3 x 10 ⁹ m ³

Por otra parte, las reservas de gas probadas que le asigna OLADE a Perú, teniendo en cuenta el continente y costa afuera fueron para 1994 de $202,2 \times 10^9 \text{ m}^3$.

Aunque pudiera estar comprendido en el valor de OLADE alguna apreciación anterior de Camisea, su nuevo volumen de reservas, genera naturalmente proyectos tanto internos como de exportación. En el primer caso: separación de líquidos en Camisea con reinyección de gas seco; transporte de gas y líquidos al centro del país, particularmente a Lima donde se extraería el propano y butano y el gas se utilizaría en la generación de energía eléctrica así como en la industria, para en una etapa posterior construir redes de distribución en el centro del país y en Lima. Se exportarían los excedentes de condensados, propano y butano.

En los proyectos de exportación, hecha la aclaración de que la disponibilidad del gas la tienen Shell y Mobil, se piensa en la provisión a la zona fronteriza de Brasil: Camisea-Río Branco y Porto Velho que abastecería centrales termoeléctricas en Río Branco y Porto Velho y al sector industrial de esta última. Así también, Camisea-Cuzco-Iquique-Antofagasta, que serviría a los centros mineros del sur de Perú y a los del norte de Chile.

Sin embargo, el proyecto de mayor envergadura y que sería una obra de integración energética de trascendental importancia, es obtener para el gas de Camisea el acceso al mercado brasileño, lo que se podría lograr a través de Bolivia. Ello dará lugar a que con el aporte de Argentina, Bolivia y Perú se pudieran alimentar los mercados de Brasil, Chile y Paraguay, lo que se analiza en la parte de este trabajo dedicada a proyectos, como una posibilidad de mediano plazo.

Las últimas informaciones con que se cuenta al respecto, indican que Shell-Mobil han optado por una exportación en la primera etapa de Camisea, que se concentraría en la producción de los condensados en lugar de gas natural. El proyecto de condensados supone producir $7.900 \text{ m}^3/\text{día}$, que serán transportados mediante conductos nuevos y existentes a Lima, donde serían exportados a mercados asiáticos. Algunos componentes serán separados y utilizados para alimentar centrales termoeléctricas. El grueso del gas será reinyectado.

Para completar la información se presenta en el Cuadro Pr-5 la recopilada por OLADE en cuanto a reservas y producción. En la misma fuente el consumo registrado es cero.

CUADRO Pr-5
GAS NATURAL
(10^6 m^3)

AÑO	RESERVAS COMPROBADAS	PRODUCCION
1986	18.300	1.112
1988	200.500	1.067
1990	200.500	916
1992	199.000	1.139
1994	202.200	1.287

3. ENERGÍA ELÉCTRICA

Perú cuenta al presente, con tres sistemas interconectados. Ellos son: Sistema Interconectado Centro Norte (SICN); Sistema Interconectado Sur Este (SISE); y Sistema Interconectado Sur Oeste (SISO). En el transcurso del año 1996, con los dos últimos se construirá el Sistema Interconectado del Sur (SISUR), al entrar en operación la línea de interconexión Tinataya-Socabaya. Las tensiones utilizadas en el transporte son de 220, 138 y de 50 a 69 KV, cuyas longitudes se muestran en el Cuadro Pr-6.

CUADRO Pr-6
LONGITUD DE LAS LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES
(kilometros)

SECTORES	220KV	138KV	50 A 69KV
SERVICIO PUBLICO	3.243,0	1.444,8	1.555,0
AUTO PRODUCTORES	20,3	429,4	494,1
TOTAL	3.263,3	1.874,2	2.049,1

En cuanto a la generación de energía eléctrica, Perú cuenta con importantes recursos hidroeléctricos, gasíferos y, en menor medida de petróleo, aunque cabe señalar su condición de exportador de fuel-oil. La información de OLADE le asigna a nivel de lo conocido en 1994, el potencial hidroeléctrico que se transcribe a continuación: Potencia, 62.530 MW; y Energía, 273.881 GWh/año.

La capacidad de generación instalada a nivel nacional alcanza los 4.195 MW. Las empresas de servicio público de electricidad cuentan con el 69,2% de la potencia instalada, de la cual el 75,2% es hidráulica tal como se aprecia en el Cuadro Pr-7.

CUADRO Pr-7
CAPACIDAD INSTALADA A NIVEL NACIONAL (MW)

TIPO	HIDRAULICO	%	TERMICO	%	TOTAL	%
Servicio Público	2.184	75,2	720	24,8	2.904	69,2
Autoproductor	270	20,9	1.021	79,1	1.291	30,8
Total Nacional	2.454	58,5	1.741	41,5	4.195	100,0

CUADRO Pr-8
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA (GWH)

AÑO	HIDRAULICA	TOTAL	H/T (%)
1986	10.058	12.949	77,7
1988	10.425	13.560	76,9
1990	10.479	13.818	75,8
1992	9.784	13.163	74,3
1994	12.750	15.563	81,9

El Cuadro Pr-8 muestra la producción de energía eléctrica y la preponderancia de la energía de origen hidráulico. El crecimiento anual acumulativo en los ocho años de registro fue del 2,3%. El correspondiente al año 1994 fue del 8,6%, indicando una importante reactivación. A continuación se da la estructura del consumo:

Residencial	26,6%
Industrial	55,6%
Alumbrado Público	4,1%
Comercial	6,9%
Otros	6,8%

El consumo de energía eléctrica per cápita de acuerdo a los datos recabados fue de 518 KWh/hab, y el índice de electrificación global del 55%, el que corresponde a la población que cuenta con servicio eléctrico.

4. CARBÓN MINERAL

Las reservas de carbón mineral alcanzaron en 1994 a 56×10^6 Ton, equivalente a $33,2 \times 10^6$ TEP, las que representan el 0,9% de las reservas energéticas. Las reservas probables son de $86,6 \times 10^6$ TEP y las posibles $694,2 \times 10^6$ TEP.

CUADRO Pr-9
PRODUCCION DE CARBON MINERAL
(10^3 Ton)

AÑO	PRODUCCION
1986	155
1988	126
1990	102
1992	90
1994	109

El Cuadro Pr-9 muestra una producción declinante y una recuperación en 1994. La utilización del carbón mineral frente a las reservas, como puede apreciarse, es muy baja.

5. COMBUSTIBLES VEGETALES

Las reservas de biomasa alcanzan el 4,5% del total de los recursos energéticos del país. En el año 1994 su participación en el consumo total llegó al 34,8%, cifra que indica su importancia en la matriz energética de Perú. El aporte está constituido principalmente por leña, carbón de leña y bagazo. En el cuadro Pr-10 se presenta la producción de los dos primeros.

CUADRO PR-10
PRODUCCION DE LEÑA Y CARBON DE LEÑA
(10^3 Ton)

AÑO	LEÑA	CARBÓN DE LEÑA
1986	9.265	184
1988	9.135	187
1990	9.766	81
1992	10.029	85
1994	10.305	81

B. Prospectiva

Para la realización de esta prospectiva se ha contado con la información preparada por OLADE; el Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Minas y Energía y la información que ha sido posible recabar de distintas fuentes. El escenario propuesto por OLADE supone un crecimiento del PBI promedio del orden del 3% entre los años 1994 al 2010 y toma como base valores de demanda a Diciembre de 1993. El Plan Referencial supone un PBI creciendo en el orden del 5% en la alternativa denominada tendencial entre 1994 y 2008. El año base es 1994.

Entre las otras informaciones, se destacan las referentes al yacimiento de gas natural de Camisea en su primera fase de desarrollo interno y la situación generada en Perú, por la actual estructura económica, la que permite ser más optimista que el nivel propuesto por OLADE.

Estos puntos de vista se han reflejado en la matriz de consumo final de energía en la que se proyecta un crecimiento del orden del 3% anual.

Se ha tomado como hipótesis del trabajo que Camisea permitirá escalonadamente colocar 1100 MW de generación eléctrica y atender servicios en el sector industrial, proveyendo alrededor del año 2010 en el orden de $4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{día}$, con una expansión del 18% anual entre el 2000 y el 2010.

Quedaría en esta hipótesis el proyecto de vinculación de Camisea con Bolivia, para atender los mercados de Brasil, Paraguay y Chile como un proyecto de mediano plazo, que espera el desarrollo de esos mercados para alcanzar su factibilidad.

En la matriz de producción de energía primaria se han proyectado volúmenes de gas que permitan una importante reinyección, como también se ha llevado la producción de petróleo y energía hidroeléctrica a valores más acordes con el mayor desarrollo económico que se estima.

En cuanto a la estructura puede apreciarse una mayor participación del gas natural y la hidroelectricidad y una reducción del petróleo.

CUADRO Pr-11
PROSPECTIVA - CONSUMO FINAL
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Gas Natural	0	0	0	0	236	1,9	729	5,1	1.225	7,3	17,90 *
Carbón Mineral	204	1,9	122	1,1	115	0,9	96	0,7	73	0,4	-6,02
Comb. Vegetales	3.706	34,8	3.858	34,3	4.016	32,6	4.277	29,7	4.546	27,2	1,30
Electricidad	1.059	9,9	1.273	11,3	1.474	11,9	1.881	13,0	2.400	14,4	5,20
Gasolinas	1.158	10,9	1.335	11,9	1.454	11,8	1.637	11,4	1.836	11,0	2,90
Diesel Oil	1.714	16,1	1.928	17,1	2.169	17,5	2.639	18,3	3.211	19,2	4,00
Fuel Oil	1.036	9,7	1.099	9,8	1.166	9,4	1.288	8,9	1.422	8,5	2,00
Otros	1.773	16,6	1.628	14,5	1.731	14,0	1.867	13,0	1.996	11,9	0,70
TOTAL	10.650	100,0	11.243	100,0	12.361	100,0	14.414	100,0	16.709	100,0	2,90

* Corresponde a la tasa acumulada 2000-2010.

CUADRO Pr-11
PROSPECTIVA - PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Petróleo	6.412	49,6	7.006	51,1	7.656	51,1	8.876	50,2	10.289	48,8	3,00
Gas Natural	1.064	8,2	1.064	7,8	1.300	8,7	2.087	11,8	3.312	15,7	7,40
Carbón Mineral	65	0,5	96	0,7	100	0,7	104	0,6	108	0,5	3,20
Hidroenergía	1097	8,5	1.127	8,2	1.304	8,7	1.665	9,4	2.124	10,1	4,20
Comb. Vegetales	4.023	31,1	4.124	30,1	4.288	28,6	4.547	25,7	4.808	22,8	1,10
Otras Primarias	268	2,1	301	2,2	336	2,2	392	2,2	454	2,2	3,30
TOTAL	12.929	100,0	13.718	100,0	14.984	100,0	17.671	100,0	21.095	100,0	3,10

URUGUAY

SÍNTESIS ESTADÍSTICA - 1994

POBLACIÓN (miles de habitantes)	3.160
SUPERFICIE (km ²)	175.016
DENSIDAD POBLACIONAL (hab/km ²)	18
POBLACIÓN URBANA 1990 (%)	85,3
RESERVA DE PETRÓLEO (m ³ x 10 ⁶)	0
RESERVA DE GAS NATURAL (m ³ x 10 ⁹)	0
RESERVA CARBÓN MINERAL (ton x 10 ⁶)	0
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TEP x 10 ³)	1.107
IMPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y SEC. (TEP x 10 ³)	1.537
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA. Y SEC. (TEP x 10 ³)	86
CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA POR HAB. (kwh/hab)	1.645
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR HAB. (TEP/hab)	0,77

VIII. URUGUAY: SITUACION GENERAL DEL SECTOR

Los recursos naturales de Uruguay consisten básicamente sólo en hidroelectricidad y biomasa; carece totalmente de petróleo, gas y carbón. El recurso hidroeléctrico ha sido desarrollado prácticamente en su totalidad y los pocos proyectos que quedan son antieconómicos debido al área que inundarían y los costos involucrados. Dentro de 2 años aproximadamente Uruguay estará utilizando el total de energía que le corresponde en Salto Grande; a partir de allí, deberá continuar su abastecimiento eléctrico con centrales térmicas que consuman hidrocarburos importados o importar electricidad. Además deberá importar hidrocarburos para otros usos: transporte, uso térmico, etc., tal como lo hace actualmente.

El otro recurso, la biomasa, constituida por leña y residuos vegetales, cubre una importante parte del consumo calórico y ha sido desarrollada sin una política de conservación, lo que no permitió la reposición forestal y, consecuentemente, disminuyeron las reservas. Recientemente se ha comenzado a promover esta recuperación.

El sector es hasta ahora operado dentro de una estructura monopólica estatal con dos empresas: UTE en la parte eléctrica y ANCAP en la parte hidrocarburos, que deja sólo abierta la distribución de derivados de petróleo. Actualmente, sin embargo, se está considerando modificar la legislación existente para permitir el acceso a la actividad privada, habiendo un proyecto de ley a nivel parlamentario en ese sentido.

A. Recursos, producción y consumo

Las reservas existentes de recursos primarios se muestran en el Cuadro U-1, donde se advierte que están básicamente constituidas por recursos renovables: hidroelectricidad y biomasa.

**CUADRO U-1
INVENTARIO DE RECURSOS
RESERVAS PROBADAS**

FUENTES	CANTIDAD	Equivalentes en 10 ⁶ TEP	Participación (%)
PETRÓLEO	10 ⁶ m ³	*	*
GAS NATURAL	10 ⁹ m ³	*	*
CARBÓN MINERAL	10 ⁶ Ton	*	*
URANIO	10 ³ Ton	*	*
HIDROELECTRICIDAD	12 TWh	133*	90,5
COMB. VEGETALES	31 10 ⁶ Ton	14*	9,5
TOTAL		147	100,0

* Producción correspondiente a 50 años para hidroelectricidad y 15 años para combustibles vegetales.

Si bien existen algunas reservas de carbón mineral de baja calidad, las cifras no son significativas. En cuanto al consumo energético, el Cuadro U-2 muestra la estructura del mismo en 1994. Los derivados del petróleo cubren más de la mitad del consumo total dentro de los cuales la mayor incidencia es la del Diesel-Oil para transporte y agro.

**CUADRO U-2
CONSUMO FINAL**

	CANTIDAD EN 10 ⁶ TEP	PARTICIPACIÓN (%)
Electricidad	450	18,5
Derivados del Petróleo	1274	52,2
Combustibles Vegetales	545	22,3
Otros	170	7,0
TOTAL	2.439	100,0

1. PETRÓLEO Y DERIVADOS

El Uruguay es en la actualidad un país importador neto de petróleo y derivados. En el Cuadro U-3 se muestra la importación y exportación de crudo y derivados. La estadística muestra un fuerte descenso de las importaciones de crudo en el período 1993-1994 debido a que su planta de refinación, La Teja, estuvo paralizada por trabajos de modernización. Actualmente tiene una capacidad de procesamiento de 6.400 m³/día. El consumo de derivados de petróleo representó en 1994, el 52,2% del total del consumo energético.

**CUADRO U-3
IMPORTACIÓN Y CONSUMO**
(miles de m³)

AÑO	IMPORTACIÓN		CONSUMO
	CRUDO	DERIVADOS	
1990	1.319	147	1.443
1991	1.587	140	1.421
1992	1.385	411	1.480
1993	425	1.374	1.553
1994	213	1.851	1.616

2. ELECTRICIDAD

La evolución de la capacidad eléctrica instalada y la demanda máxima en los últimos años ha sido la siguiente:

**CUADRO U-4
ELECTRICIDAD**

AÑO	POTENCIA INSTALADA (MW)			DEMANDA MÁXIMA (MW)
	HIDRO	TÉRMICA	TOTAL	
1989	1.196	398	1.594	796
1992	1.353	625	1.978	1.141
1994	1.358	621	1.979	1.167

La potencia hidráulica incluye 630 MW de Salto Grande en 1989 y 787 MW en 1992 y 1994, que es la participación de Uruguay en el complejo. La parte térmica la constituyen 31 MW en vapor, 281 MW en turbogas y 27 MW en Diesel. La producción e intercambio de energía fue la siguiente:

CUADRO U-5
ELECTRICIDAD - PRODUCCION Y DESTINO
(GWh)

	1989	1992	1994
PRODUCCIÓN			
HIDRO	422	2.786	2.718
TERMICA	1.762	885	84
SALTO GRANDE	2.265	4.199	3.319
DE ARGENTINA	33	12	15
TOTAL	4.482	7.882	6.136
DESTINO			
BRASIL	7	9	10
ARGENTINA	0	2.551	344
URUGUAY	4.475	5.322	5.782
TOTAL	4.482	7.882	6.136

Las importaciones de Argentina se han relacionado con casos de emergencia y, el envío a Brasil es en zona de fronteras. En cuanto a la transmisión, el país cuenta con 2848 km de líneas de 150 KV y 627 km de líneas de 500 KV, conectados fundamentalmente a Palmar y Salto Grande.

3. CARBÓN MINERAL

El carbón se importa para uso industrial en volúmenes muy variables. En 1994 se importaron unas 2.000 Tn.

4. BIOMASA

La biomasa está constituida por leña en su mayor proporción y cubre el 18% del consumo total de energía. Durante el período 1980-85, la leña ocupó un importante porcentaje del consumo lo que provocó la tala de bosques sin una adecuada reforestación. En 1987 se aprobó una ley que crea facilidades impositivas a la reforestación con lo que se procura revertir el proceso. La producción se mantuvo estable en el período 1990-94 con un valor de unas 1.850.000 Tn que se destinan al uso residencial en un 60% e industrial en un 36%. También es importante y han comenzado a utilizarse los residuos vegetales provenientes del arroz, el trigo y el maíz.

B. Prospectiva

Tal como surge de su disponibilidad de recursos, Uruguay es, y se estima que será, durante el período de estudio un importador de energía. El único recurso primario que puede incrementar su producción es la biomasa ya que en hidroelectricidad ha desarrollado prácticamente todos sus recursos.

Sobre la base de un crecimiento económico anual promedio de 2,43% en el período 1995-2010 se prevé un crecimiento total del consumo final de energía del orden del 1,6% anual acumulado como se muestra en el Cuadro U-12. La estructura del consumo se estima que cambiará con la importación del gas natural proveniente de Argentina que incrementará la producción de energía eléctrica de origen térmico y se utilizará en la industria, el transporte y el uso domiciliario. Se reducirá así el consumo de derivados de petróleo del 59% en 1994 al 45% en el 2010.

La prospectiva por producto que se muestra en los Cuadros U-6 a U-10 se describe a continuación:

Petróleo y Derivados: Se estima un importante incremento de la demanda de crudo a partir de 1995 con respecto a 1994 debido a que ese año la refinería de ANCAP estuvo paralizada por remodelación. El crecimiento a partir de allí es moderado y llega al 2010 con $2,15 \times 10^6 \text{ m}^3$ (Cuadro U-6). Para los derivados, se estima que continuará el ritmo histórico de crecimiento, abasteciendo la demanda en gran medida con la refinación local, debiendo efectuar importaciones fundamentalmente de Diesel-Oil y Fuel-Oil. El desarrollo de derivados depende de las nuevas reglas de juego del mercado y de la llegada o no de gas natural.

Gas Natural: El desarrollo de las cavernas de Santa Lucía y otro proyecto de abastecimiento zonal desde Paraná a la costa del río Uruguay se estima que desarrollará el consumo de gas natural en el país que comenzará con una importación de 1,2 millones de m^3/d hacia el año 1999-2000 y se incrementará a 2 millones $\text{m}^3/\text{día}$ en el 2010 (Cuadro U-7). Esta incorporación reemplazará gas de gasolina y derivados de petróleo.

Biomasa: La leña, componente importante de la energía calórica, merced a una mejor política de reforestación podrá seguir aportando de 1,8 millones Tn en 1994 a 2,3 millones en 2010 (Cuadro U-8). La nueva ley forestal puso en marcha 200.000 Has. de bosques y se espera contar con 2 millones de Has.

Energía Eléctrica: La demanda crecería al 2,4% anual y, como se dijo, el abastecimiento incorpora lo que le resta tomar a Uruguay de Salto Grande hasta 1998 siguiendo luego con centrales térmicas y/o importación de energía de Argentina, Brasil e inclusive de Paraguay, utilizando las líneas de Yacyretá que llegan a Salto Grande. Se estima también que el sistema uruguayo logrará una mayor integración al sistema eléctrico argentino intercambiando energía como un actor más del mercado (Cuadros U-9 y U-10).

CUADRO U-6
PROSPECTIVA - PETRÓLEO
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10^3 m^3)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	*	213	*	213
1997	*	1420	*	1420
2000	*	1966	*	1810
2005	*	2000	*	1850
2010	*	2150	*	1923

CUADRO U-7
PROSPECTIVA - GAS NATURAL
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10⁶ m³)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	*	*	*	*
1997	*	*	*	*
2000	*	435	*	435
2005	*	570	*	555
2010	*	710	*	710

CUADRO U-8
PROSPECTIVA - LEÑA
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en 10³ Ton)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	1.847	*	*	2.126
1997	2.318	*	*	2.260
2000	2.100	*	*	2.050
2005	2.190	*	*	2.120
2010	2.280	*	*	2.180

CUADRO U-9
PROSPECTIVA - ENERGÍA ELÉCTRICA
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en GWh)

AÑO	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	CONSUMO TOTAL
1994	6.136	15	354	4.655
1997	6.200	*	*	5.000
2000	6.656	*	*	5.368
2005	7.500	*	*	6.044
2010	8.432	*	*	6.800

CUADRO U-10
PROSPECTIVA - EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
PROYECCIÓN PERIODO 1994 - 2010
(en MW)

AÑO	HIDRÁULICO	TÉRMICO	TOTAL
1994	1.358	621	1.979
1997	1.516	621	2.137
2000	1.516	721	2.237
2005	1.516	821	2.237
2010	1.516	921	2.437

CUADRO U-11
PROSPECTIVA - CONSUMO FINAL
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Gas Natural	0	0	0	0	322	12,5	395	13,8	49	15,9	*
Comb. Vegetales	545	22,3	579	25,2	532	20,7	556	19,4	579	18,4	0,38
Electricidad	450	18,5	467	20,3	490	19,1	550	19,2	650	20,7	2,32
Gasolinas	304	12,5	270	11,7	300	11,7	320	11,2	340	10,8	0,70
Diesel Oil	775	31,8	616	26,8	690	26,8	820	28,6	860	27,3	0,65
Fuel Oil	195	8,0	191	8,3	60	2,3	45	1,6	22	0,7	-12,75
Otros	170	7,0	179	7,8	178	6,9	178	6,2	197	6,3	0,93
TOTAL	2.439	100,0	2.302	100,0	2.572	100,0	2.864	100,0	3.147	100,0	1,61

CUADRO U-12
PROSPECTIVA - PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
PROYECCION PERIODO 1994 - 2010

PRODUCTO	1994		1997		2000		2005		2010		TASA ANUAL ACUMULADA 1994-2010 %
	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	10 ³ TEP	%	
Hidroenergía	500	45,2	817	56,6	817	58,5	817	57,5	817	56,5	3,12
Comb. Vegetales	607	54,8	626	43,4	579	41,5	604	42,5	630	43,5	0,23
TOTAL	1.107	100,0	1.443	100,0	1.396	100,0	1.421	100,0	1.447	100,0	1,69

IX. POSIBILIDADES DE INTEGRACION ENERGETICA

A. Situación Actual

Entre los países del MERCOSUR, Bolivia, Chile y Perú existe una importante experiencia de intercambio de energía, que tiene varios años de antigüedad. La primera realización importante la constituyó la interconexión del proyecto hidroeléctrico Acaray en Paraguay con la provincia de Misiones en Argentina, ambas obras financiadas por el BID. La siguen luego grandes aprovechamientos hidroeléctricos binacionales, siendo el primero de ellos la Central Hidroeléctrica Salto Grande, sobre el río Uruguay entre Argentina y Uruguay, habilitada en 1979 con una potencia instalada de 1.890 MW y una generación media anual de 8.600 GWh.

El segundo proyecto hidroeléctrico binacional que se ejecutó, fue Itaipú, entre Brasil y Paraguay. Esta Central, ubicada sobre el río Paraná, tiene una potencia instalada de 12.600 MW y genera aproximadamente 66.000 GWh por año. Sobre este mismo río, aguas abajo se encuentra actualmente en ejecución el Aprovechamiento Hidroeléctrico Yacyretá, entre Argentina y Paraguay, que cuando se complete tendrá una potencia instalada de 3.100 MW con una generación media anual de 20.000 GWh. A Noviembre de 1995, se encuentran operando seis máquinas con una potencia de 810 MW.

Estos tres aprovechamientos suman una potencia total de 17.590 MW, con una generación a pleno, de casi 90.000 GWh anuales, y se encuentran ubicados a una distancia equivalente de dos grandes mercados como San Pablo y Buenos Aires, a los que se vinculan mediante un sistema de transmisión de más de 2000 km de líneas de 600 KV en corriente continua y 750 KV en corriente alterna a Brasil, 500 KV en corriente alterna a Argentina, y luego a Uruguay y 220 KV a Paraguay.

Al final del año 1994, Paraguay se había convertido en el principal exportador de energía eléctrica, enviando alrededor de 31.000 GWh a Brasil. El otro país exportador de energía eléctrica de la región es Uruguay que conjuntamente con Paraguay en ese mismo año, entregaron casi 1.000 GWh a Argentina.

En estos casos, la provisión fue fundamentalmente hidroeléctrica y generada por los aprovechamientos binacionales Itaipú, Salto Grande y Yacyretá.

En total, existen 20 vínculos eléctricos en la región, sin contar las centrales hidroeléctricas, aunque debe señalarse que algunas de estas interconexiones no se encuentran operativas a la fecha, dado que fueron dimensionadas respondiendo a las situaciones del mercado vigentes en la oportunidad en que fueron ejecutadas. Entre las más importantes vinculaciones, se pueden mencionar las existentes entre Colonia Elía (Argentina)-San Javier (Uruguay) en 500 KV; Paso de los Libres (132 KV Argentina)-Uruguayana (230 KV Brasil) por medio de una estación convertidora de frecuencias de 50 MW; Clorinda (132 KV Argentina)-Guarambaré (220 KV Paraguay); Foz do Iguazú (Brasil)-Acaray (Paraguay) en 138 KV; Campo Grande (69 KV Brasil)-Ponta Porá (86 KV Paraguay), entre otras.

En el campo de los hidrocarburos, existe un importante intercambio de crudo y derivados entre los países de la subregión que se ha incrementado en los últimos años. Conviene destacar en este sentido, que Argentina se ha convertido en el segundo proveedor de hidrocarburos de Brasil. En el caso de Uruguay, país netamente importador de los hidrocarburos que utiliza, en el año 1994, y debido a que no tenía en operación su refinería por ampliaciones, el 86% de los derivados de petróleo consumidos fueron provistos por Argentina (50%) y Brasil (36%). En lo que respecta a Paraguay, el 48% de petróleo crudo importado en 1994 tuvo como origen Argentina, siendo provista también por Argentina y Brasil, la mayor parte de los derivados de petróleo importados.

Asimismo, se ha habilitado en 1995 un oleoducto con capacidad de transporte de 15.000 m³/día de crudo, desde los yacimientos del Comahue (Argentina) hacia Chile, país que es, además, el comprador de casi el 40% de GLP que exporta Argentina.

Desde el año 1972, Bolivia ha estado exportando gas natural a Argentina, alcanzando en el año 1994 un volumen de 6 millones de m³/día, equivalente al 10% del consumo total diario argentino.

En función de las estadísticas analizadas, se advierte un fuerte crecimiento en el comercio energético de la región entre 1990 y 1994, tanto en el campo eléctrico como en lo que hace a petróleo y derivados. La tendencia futura, con vistas a la disponibilidades de integración física se examina a continuación.

B. Situación Futura

El análisis de los recursos energéticos existentes muestra que el principal potencial de la región lo constituyen los aprovechamientos hidroeléctricos, cuya mayor concentración se encuentra en la cuenca del Plata. Le sigue en orden de importancia el carbón, el uranio y la biomasa y luego el petróleo y el gas.

De todos los recursos disponibles, los que son factibles de integrar mediante uniones físicas son la electricidad, a través de aprovechamientos hidroeléctricos y líneas de transmisión, y el petróleo y gas a través de oleoductos y gasoductos.

De los balances y prospectivas examinados en los capítulos anteriores surge que para el futuro se pueden esperar integraciones físicas importantes en los campos eléctrico y gasífero, pero no en el petrolero. Se prevé sin lugar a dudas un creciente intercambio de derivados de petróleo y de GNC pero no materializado a través de uniones físicas en fronteras.

1. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

La Cuenca del Plata, que abarca 5 países, constituye una de las regiones más ricas en recursos hidroeléctricos del mundo. El total de los recursos inventariados alcanza a 145.000 MW con una posible producción anual estimada en 650.000 GWh.

La mayor concentración de recursos se encuentra sobre el río Paraná, con un caudal promedio de 12.000 m³/seg. Como ya se dijo, se encuentra operando la central de Itaipú y se está completando Yacyretá. El siguiente proyecto binacional de importancia en la cuenca es Corpus, que originalmente previsto con una potencia de 4.608 MW fue reanalizado para mejorar su factibilidad física y económica contemplándose ahora instalar 2.880 MW. En el siguiente capítulo se describe este proyecto con mejor detalle (Gráfico IX-1).

Sobre el río Uruguay existen varios posibles aprovechamientos binacionales en el tramo llamado Alto Uruguay. Estos fueron objeto de estudios entre Brasil y Argentina desde 1974 identificándose tres posibles aprovechamientos: Roncador 2.700 MW, Garabí 1800 MW y San Pedro 745 MW. De éstos fue seleccionado Garabí y llevado a nivel de proyecto ejecutivo cuyas características se describen más adelante.

Tanto Corpus como Garabí constituyen posibilidades ciertas y de realización inmediata. En ambos casos se cuenta con proyectos a nivel ejecutivo que permitirían una rápida consideración por empresas y organismos financieros interesados.

El proyecto Corpus, unido a Yacyretá e Itaipú constituirá la mayor concentración de energía hidroeléctrica zonal del mundo, con una potencia instalada del orden de 18.000 MW y una producción de aproximadamente 120.000 GWh-año.

Existen otros aprovechamientos binacionales entre Argentina y Bolivia sobre los ríos Pilcomayo y Bermejo que están en etapa de estudio, pero que son de mucha menor envergadura que los anteriores. En esta misma situación se encuentran algunos proyectos hidroeléctricos entre Brasil y Bolivia, y Brasil con Uruguay que se mencionan en la descripción y listado presentados más adelante.

2. INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

En lo que respecta a las interconexiones eléctricas, el proyecto de mayor envergadura que se maneja es la vinculación entre las centrales hidroeléctricas Itaipú, Corpus y Yacyretá mediante el tendido de tres líneas de 500 KV, las que podrían transportar una potencia del orden de 2.500 MW. La diferencia de frecuencias entre Brasil (60 Hz) y Argentina y Paraguay (50Hz), probablemente obligue en este caso a la instalación de convertidoras de frecuencia.

Entre Brasil y Uruguay se han llevado a cabo estudios que demuestran la conveniencia de instalar dos interconexiones: una entre la central térmica Candiota (Brasil) y la estación en 500 KV en San Carlos (Uruguay), de una capacidad de 300 MW mediante una línea de 500 KV, con un costo total de US\$142.600.000 y, la otra vinculación en 132 KV, en el área de Rivera (Uruguay) y Livramento (Brasil), con una estación convertidora de 70 MW de capacidad y de un costo de US\$33.000.000 que será financiado por el BID.

Otra vinculación es la estudiada entre Argentina y Brasil a realizar en Garabí. El proyecto de esta central contempla la construcción de una estación convertidora de frecuencia para integrar los sistemas de 900 MW de capacidad, dividida en dos módulos de 450 MW c/uno. No obstante, se demostró que era económicamente conveniente adelantar la vinculación eléctrica mediante la construcción de un módulo de la convertidora funcionando a potencia reducida (225 MW), a un costo de US\$73.200.000 anticipado a la construcción de la central Garabí.

Otro de los proyectos que se encuentra en estudio es la interconexión eléctrica entre Argentina y Chile por medio de una línea de 220 KV que, atravesando la Cordillera de los Andes, vincule las ciudades de Santiago (Chile) y Mendoza (Argentina). Esta vinculación parecería contar con menores probabilidades de materialización inmediata ante el avance que muestra la construcción de los gasoductos, que posibilitarán la instalación de centrales térmicas en Chile utilizando gas natural de Argentina.

Otro proyecto de integración eléctrica en estudio es el de instalar una Central Térmica de 200 MW en Quillabamba (Perú), y entregar, a través de una línea de 230 KV la mitad de esa potencia al Sistema Acre-Rondonia (Brasil). Esta Central utilizaría gas natural proveniente de los Yacimientos de Camisea.

Finalmente, entre los proyectos en análisis se encuentra la vinculación eléctrica entre las ciudades de Arica (Chile) y Tacna (Perú) por medio de una línea de 138 KV y aproximadamente 55 km de longitud.

3. GASODUCTOS

El otro recurso que ofrece las mayores posibilidades de integración es el gasífero. Existen en la subregión cinco países que poseen gas natural cuyas reservas probadas se muestran a continuación.

Reservas Probadas (MMMC)	
Argentina	526
Brasil	166
Bolivia	119
Chile	117
Perú	202
TOTAL	1.130

A su vez existen 2 países, Paraguay y Uruguay que no cuentan con reservas de gas ni de petróleo. Chile constituye también una situación peculiar ya que si bien posee reservas, las mismas están ubicadas en la zona austral y las dificultades de transporte hacen antieconómico colocarlas en los mercados consumidores importantes.

Con estos países se integra un área de aproximadamente 15 millones de km² con alrededor de 250 millones de habitantes que, asumiendo una tasa de crecimiento de 2% anual llegaría a 370 millones en el 2015. El consumo de gas per cápita del área fue de unos 140 m³/año que resulta muy bajo comparado con Estados Unidos (2300), Europa (1550) y el mundo (400). Este índice, sin embargo, tiene un valor relativo y depende de las disponibilidades de cada país; así por ejemplo: Argentina tiene 790 m³/año y Paraguay y Uruguay, cero. Sin embargo, por tratarse de un recurso disponible en el área a un costo razonable, y dadas las importantes cualidades como combustible y como materia prima en la petroquímica, es lógico que se promuevan intercambios importantes.

La base para la realización de gasoductos es la existencia de reservas que garanticen el abastecimiento de los mercados que se encaran. La mayor concentración de reservas de la región se encuentra en cuatro zonas: (i) la cuenca del noroeste argentino geológicamente vinculada a la zona de Santa Cruz en Bolivia; (ii) la cuenca neuquina en Argentina, vecina a Chile; (iii) la cuenca austral, donde se vinculan geológicamente Argentina y Chile; y (iv) la cuenca de Camisea en Perú que podría integrarse en un futuro con las de Bolivia. Aisladamente, están por ahora las de Campos (costa afuera), y Amazonia, en Brasil (Gráfico IX-2: distribución geográfica de las cuencas de hidrocarburos). Las reservas de la zona noroeste argentino, Santa Cruz (Bolivia) y Perú son las siguientes.

	Probadas	Reservas (MMM m ³)		TOTAL
		Probables	Posibles	
Argentina (N.O.)	124	150	530	804
Bolivia	118	54	315	487
Perú	202	124	141	467
TOTAL ZONA	444	328	986	1.758

La demanda de gas prevista para los próximos años es la siguiente.

AÑO	Mm ³ /d					
	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	URUGUAY	PERU
2000	80,0	5,0	40,0	11,8	1,2	0,8
2005	98,0	5,8	56,0	13,7	1,5	2,5
2010	105,0	6,3	74,0	15,3	1,9	4,0

Los mercados de Brasil y Paraguay (en la hipótesis de vincularse) serían abastecidos desde los yacimientos del N.O. de Argentina, Bolivia y Perú, mientras que el mercado chileno se alimentaría desde la cuenca Neuquina de Argentina. Uruguay quedaría abastecido desde el litoral argentino con gas proveniente de ambas cuencas.

Las reservas probadas de Argentina no serían suficientes para cubrir las demandas previstas internas y las de exportación por el período que contempla la construcción de grandes gasoductos, por lo que será necesario desarrollar las reservas adicionales que existen en el noroeste y en la cuenca Neuquina. Asimismo, será necesario desarrollar la zona Austral de Argentina donde se han detectado importantes yacimientos marítimos frente a la provincia de Santa Cruz. En el futuro, debería analizarse la factibilidad técnico-económica de enviar el gas de los yacimientos de Chile al mercado a través de los gasoductos argentinos que parten desde San Sebastián.

La demanda del Sudeste, Sur de Brasil y las distancias a cubrir, hacen pensar en la consideración de gasoductos con capacidad inicial del orden de 10 a 15 MM m³/día y posibilidad de rápido crecimiento. De allí que resulta lógico concebir la unión de la cuencas del N.O. Argentino y Bolivia en un comienzo y posteriormente Perú. Además, es razonable pensar en un doble abastecimiento, desde Santa Cruz y desde el N.O Argentino, pasando por las provincias del N.E. Argentino.

Existe un acuerdo entre Brasil y Bolivia para llevar un gasoducto desde Santa Cruz a San Pablo con un volumen máximo de 30 Mmm³/día. También, se han analizado numerosas propuestas para llevar un gasoducto por distintas rutas desde la cuenca del N.O. Argentino pasando por las provincias del N.E. Argentino para llegar al Sur y Sudeste de Brasil.

En el Gráfico IX-3 se muestran las propuestas de gasoductos que consideran distintos grupos empresarios. Como puede verse, entre ellas se encuentra el citado gasoducto Santa Cruz-San Pablo, del cual surgirían ramales para abastecer a Porto Alegre. La principal característica de esta propuesta, es que el actual gasoducto Bolivia-Argentina invierte el sentido de su flujo, para enviar gas desde Argentina y reforzar el suministro Santa Cruz-San Pablo. En el futuro, se agregaría el suministro desde Camisea (Perú) a Santa Cruz para integrar las cuencas de los tres países.

En adición a esta propuesta, está el tendido de otro gasoducto desde los yacimientos del N.O. argentino, pasando por las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones, para subir por el sur de Brasil hasta San Pablo, con ramales para abastecer a Porto Alegre y Uruguayana. Este proyecto es posible de realizar si los yacimientos del N.O. argentino (Aguaragüe, Ramos, Acambuco), tuvieran reservas suficientes para hacer viable económicamente el gasoducto a San Pablo.

Una variante en este trazado en el lado Argentino-Brasileño lo constituye un recorrido desde la cuenca N.O. en el límite Argentina-Paraguay hasta Formosa, el abastecimiento a Asunción y luego seguir hacia el Sur con derivaciones hacia Uruguayana-Porto Alegre-San Pablo. Los costos de estas propuestas se estiman en US\$1.860 millones en el primer caso y US\$2.665 millones en el segundo. Existen otras posibilidades de abastecimiento a Brasil y Uruguay tales como:

- Partiendo de Paraná cruzar el río Uruguay para abastecer la zona de la ribera del río Uruguay en Brasil y Uruguay. Se trata en este caso de un abastecimiento zonal.
- Desarrollo de las cavernas de Santa Lucía ubicadas en Uruguay a 200 km de la frontera argentina, como reservorio de gas que constituiría el pulmón de abastecimiento al Litoral-Gran Buenos Aires. En caso de realizarse este proyecto, existe la posibilidad de continuar a través del Uruguay para llegar a los estados del Sur de Brasil. Se abastecerá por supuesto, Montevideo y la costa uruguaya. Este proyecto recién comienza a considerarse.
- Existen negociaciones entre Paraguay y Bolivia para llevar un gasoducto de 12" desde Santa Cruz para abastecer el mercado paraguayo. La demanda sería muy baja, del orden de 3 MM m³/día y difícilmente justificaría la inversión. Sin embargo, en los últimos tiempos, se ha considerado la idea de extender el suministro a Brasil lo que llevaría a un gasoducto del orden de 24". Las conversaciones a nivel

gubernamental continúan pero no hay todavía no se han alcanzado definiciones. Este gasoducto no se justificaría si se hacen los mencionados más arriba.

Entre Argentina y Chile aparecen tres puntos posibles de unión: (i) la zona austral, en Tierra del Fuego, donde ya hay un gasoducto; (ii) la zona central (Concepción-Santiago) donde hay tres proyectos a punto de comenzar; y (iii) la zona norte en la región minera chilena.

- Gasoducto Tierra del Fuego: Existe un gasoducto desde Argentina para alimentar una planta de Metanol en Punta Arenas (Chile). Se ha negociado el tendido de un segundo gasoducto de 10" desde San Sebastián (Argentina) para reforzar el suministro.

- Gasoducto zona central: Se están considerando tres propuestas de gasoductos para llevar el gas de la cuenca Neuquina a la zona central de Chile que abarca los mercados desde Concepción a Santiago y Valparaíso. Los proyectos son los siguientes:

- Propuesta Transgas: Un grupo integrado por YPF, Astra, San Jorge, Pluspetrol y Bidas de Argentina asociadas a British Gas, Tenneco (EE.UU.) y ENAP de Chile proponen un gasoducto desde los campos gasíferos de la cuenca neuquina. El gasoducto y el sistema de distribución totalizan una inversión del orden de US\$1.000 millones. La puesta en marcha del sistema se prevé llevar a cabo durante los años 1997-98.

- Propuesta Gas Andes: El grupo está integrado por Comercial del Plata y Techint de Argentina, Nova Corp de Canadá, Gasco y Chilgener. La propuesta consiste en utilizar el gasoducto Neuquén-Bs.As. hasta Mendoza, y llegar a Santiago, con un costo estimado de US\$284 millones.

- Propuesta Gas Sur: Esta propuesta se limita a tender un gasoducto de 12" desde la cuenca Neuquina a la zona de Concepción. El costo estimado es de US\$160-190 millones.

Las dos primeras propuestas han cumplido los requisitos de garantías, y tienen las autorizaciones del Gobierno de Chile. A Noviembre de 1995, el Consorcio Gas Andes había dado comienzo a las obras. De llevarse a cabo la primera o las dos primeras propuestas, carecería de justificación la propuesta de Gas Sur limitada al mercado del Centro Sur. La conveniencia económica de los dos grandes gasoductos depende fundamentalmente de la demanda para producción de energía eléctrica, que garantiza un suministro grande y continuo. Chile tiene previsto instalar durante los próximos 10 años, 9 centrales de ciclo combinado de 330 MW lo que totaliza 2970 MW. La instalación de esta potencia es la que afirma la rentabilidad de los gasoductos. Las empresas chilenas de electricidad ENDESA, Chilectra y otras, asociadas a los dos principales consorcios son las que pueden asegurar el mercado y, en consecuencia, mejorar la rentabilidad del proyecto.

- Gasoducto Zona Norte: La posibilidad consistiría en abastecer la zona minera y las centrales eléctricas del norte donde la principal es Tocopilla con 800 MW. A ello se agregan otras centrales térmicas que queman carbón. La propuesta consistiría en tender un gasoducto desde Santa Cruz (Bolivia) o desde el N.O. Argentino. La capacidad sería de alrededor de 5 MM m³/d. Este proyecto estuvo en consideración hace un año pero se decidió seguir la alimentación con carbón por razones económicas. Para futuros incrementos de demanda deberá reconsiderarse.

En el caso de los Yacimientos de gas de Camisea (Perú) juntamente con su desarrollo para abastecer el mercado interno peruano, se contemplan tres posibles proyectos de exportación: (i) la construcción de un gasoducto entre Camisea y Santa Cruz (Bolivia) para llevar hasta ésta el gas peruano y, posteriormente, compartiendo el gasoducto boliviano - brasileño, alimentar al mercado de Brasil. El gasoducto Camisea - Santa Cruz, de 1300 km de longitud y 30 pulgadas de diámetro tendría un costo del orden de US\$700 millones; (ii) la construcción de dos gasoductos entre Camisea y las ciudades brasileñas de Río Branco y Porto Velho, para abastecimiento de centrales térmicas y consumo industrial; y (iii) el tendido de un gasoducto desde Camisea hasta las ciudades de Iquique y Antofagasta en Chile.

GRAFICO IX-1
PROYECTOS HIDROELECTRICOS BINACIONALES
INTERCONEXIONES ELECTRICAS



GRAFICO IX-2
CUENCA DE HIDROCARBUROS

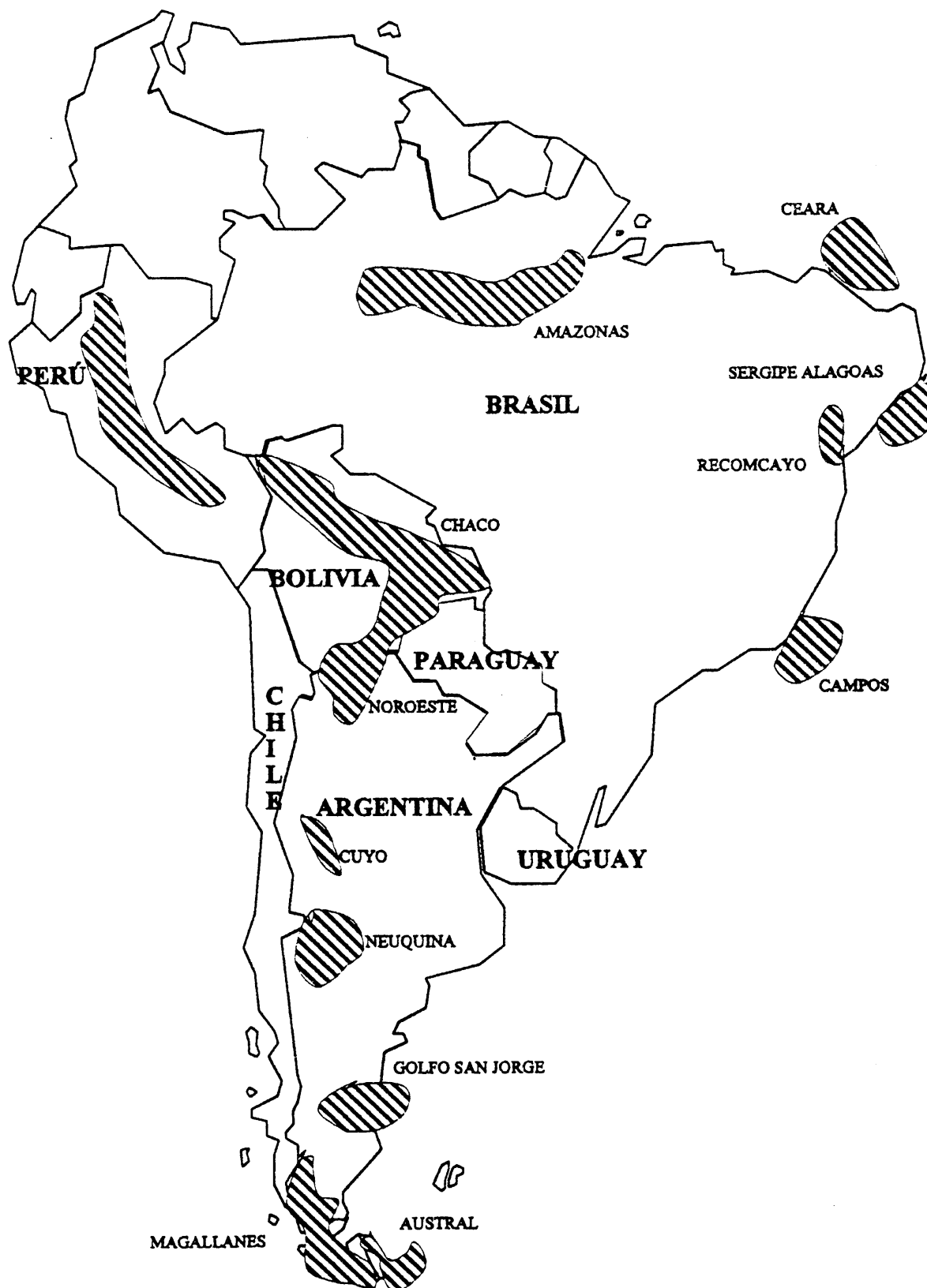


GRAFICO IX-3
GASODUCTOS EXISTENTES Y EN PROYECTO



X. DESCRIPCION DE PROYECTOS

En este capítulo se describen los proyectos de integración enunciados, resumiéndose sus principales características físicas: ubicación, dimensiones principales, capacidad instalada, volúmenes de obra, etc., con indicación de sus costos.

Los proyectos han sido agrupados en tres grandes rubros: A- Aprovechamientos hidroeléctricos; B- Interconexiones eléctricas; y C- Gasoductos.

La información ha sido recabada en los países involucrados en el estudio, recurriéndose a organismos oficiales, empresas productoras, instituciones como CIER, OLADE, etc., complementándose con información aparecida en publicaciones especializadas. Esta búsqueda ha sido profundizada buscando obtener el máximo, dentro de las limitaciones impuestas por el tiempo disponible y la confiabilidad de la información.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos, en general, los costos responden a presupuestos elaborados por empresas u organismos oficiales, aunque en su mayoría son valores con varios años de antigüedad. En esta parte del trabajo, junto con la descripción del proyecto, se presentan los costos de los mismos, indicándose en cada caso la fecha de referencia de los precios, de acuerdo a la información suministrada originalmente.

Con el fin de tener un visión más adecuada de la situación actual del mercado y poder hacer una comparación homogénea de las inversiones a realizar, en el Cuadro P-1 se han volcado los costos actualizados de las hidroeléctricas, a diciembre de 1994. En este mismo cuadro, se han resumido las principales características de cada proyecto, al igual que los nombres de los países involucrados y los parámetros energéticos. Los presupuestos de la hidroeléctricas binacionales han sido actualizados a diciembre de 1994 mediante la utilización combinada en partes iguales de los siguientes índices: Índice de precios unitarios de Exportación de los EE.UU.; e Índices de Precios Unitarios de Exportación de los Países Industriales. Las series de estos índices fueron obtenidas de la publicación Estadísticas Internacionales publicada por el Fondo Monetario Internacional.

A efectos de tener una adecuada medición de las reales posibilidades de concretar las hidroeléctricas binacionales, sería conveniente actualizar y profundizar el estudio de los presupuestos de las mismas, al menos de las que a priori aparecen con las mejores perspectivas técnico-económicas (Corpus y Garabí).

Igual procedimiento se ha seguido con los proyectos de interconexiones eléctricas, resumiéndose en el Cuadro P-2 las características principales de los mismos. Los precios que figuran en el cuadro han sido actualizados a Diciembre de 1994 utilizando el índice mencionado anteriormente.

Para los gasoductos, se han mantenido los precios obtenidos durante el relevamiento de proyectos efectuado. Se ha seguido este criterio dado que las informaciones que se manejan al respecto son de fechas actualizadas. En el Cuadro P-3 se resumen las características principales de los proyectos considerados en el estudio.

CUADRO P-1

APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS							
RIO	PAISES	PROYECTO	CARACTERISTICAS PRINCIPALES	COSTO TOT US\$ 10 ⁶ ⁽¹⁾	POTENCIA (MW)	E.M.A. GWh ⁽⁴⁾	NIVEL ESTUDIOS
PARANA	ARGENTINA- PARAGUAY	YACYRETA	Generación eléctrica, navegación.	8.000 ⁽²⁾	3.100	20.000	CONSTR.
		CORPUS	Abastecimiento eléctrico a Argentina, Paraguay y posiblemente Brasil y Uruguay. Facilitará la navegación.	3.681	2.880	19.300	P.B.
		ITATI-ITACORA	Compensador de Yacyretá; generación eléctrica, navegación.	2.414	1.660	11.300	INV.
URUGUAY	ARGENTINA-BRASIL	GARABI	Generación eléctrica, navegación, piscicultura.	1.789	1.800	6.100	P.B.
		RONCADOR	Generación eléctrica, navegación, piscicultura.	3.189	2.700	9.300	P.F.
		SAN PEDRO	Generación eléctrica, navegación, piscicultura.	1.953	745	3.700	P.F.
PILCOMAYO	ARGENTINA-BOLIVIA- PARAGUAY	CAIPIPENDI	Generación eléctrica, riego, control de sedimentos y caudales.	564	210	S/D	INV.
TARIJA	ARGENTINA-BOLIVIA	ASTILLEROS	Generación eléctrica, riego, control sedimentos.	312	106	504	E.P
		SAN TELMO	Generación eléctrica, riego.	204	68	275	E.P
		POLVAREDA	Riego, compensador del A.H. San Telmo.	S/D	27	60	E.P
BERMEJO	ARGENTINA-BOLIVIA	ALARACHE	Generación eléctrica, riego, control sedimentos.	S/D	24	95	I.
		LAS PAVAS	Generación eléctrica, control de sedimentos, y crecidas, agua potable y riego	210 ⁽³⁾	147	288	INV.
		DESECHO CHICO	Riego, compensador del proyecto Las Pavas.		36	78	E.P.
		ARRAZAYAL	Generación eléctrica, riego, control sedimentos.	192	166	526	E.P.
BENI	BOLIVIA-BRASIL	CACHUELA- ESPERANZA	Generación eléctrica.	S/D	40	S/D	S/D
YAGUARON	BRASIL-URUGUAY	PASO CENTURION	Generación eléctrica.	S/D	32	S/D	INV.
		TALAVERA	Generación eléctrica.	S/D	6	S/D	INV.

⁽¹⁾ Precios a Diciembre de 1994.

⁽²⁾ Invertido actualmente.

⁽³⁾ Incluye obra hidroeléctrica y compensador.

⁽⁴⁾ Energía Media Anual.

INV.: Inventario

I.: Idea

E.P.: Evaluación Preliminar

P.B.: Proyecto Básico

P.F.: Prefactibilidad

CUADRO P-2

INTERCONEXIONES ELECTRICAS					
EXTREMOS TERMINALES	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	POTENCIA (MW)	COSTO * 10^6 US\$	CARACTERISTICAS PRINCIPALES
C.H.ITAIPU-C.H.CORPUS- C.H.YACYRETA	500	3 x 375	3 x 1.000	150	
C.H.GARABI (ARG-BRA)	500 (ARG) 230 (BRA)		900	224	Estación conversora de frecuencia 50/60 Hz.
GRAN MENDOZA (ARG)- POLPAICO (CHILE)	220	275	200	42	Línea simple terna sin hilo de guardia.
C.T.CANDIOTA (BRASIL)- SAN CARLOS (URUGUAY)	500 KV	400	300	146	Estación conversora de frecuencia 50/60 Hz y LEAT 500 KV (400 km).
LIVRAMENTO (BRASIL)- RIVERA (URUGUAY)	150		70	34	Estación conversora de frecuencia 50/60 Hz.
SANTO TOME (ARGENTINA)- SAO BORJA (BRASIL)	132 (ARG)		50	27	Estación conversora de frecuencia 50/60 Hz.

* Valores actualizados a Diciembre de 1994.

CUADRO P-3

GASODUCTOS					
PROYECTO	DIAMETRO (PULGADAS)	LONGITUD (KM)	VOLUMEN TRANSP (10 ⁶ M3/DIA)	COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	CARACTERISTICAS PRINCIPALES
1.1.- PROYECTO METHANEX SAN SEBASTIAN (ARG)-CABO NEGRO (CHILE)	12	48	2	25	Provisión de gas a la planta Methanex, productora de metanol. Gasoducto en construcción.
1.2.- PROYECTO GAS ANDES LA MORA (ARGENTINA)-SANTIAGO (CHILE)	24	467	6 a 10	284	Con las obras complementarias, la inversión se eleva a US\$ 1000x10 ⁶ :C.T. Nueva Renca y obras de Metrogas, Chile y ampliación de gasoducto Centro-Oeste en Argentina.
1.3.- GASODUCTO TRASANDINO NEUQUEN (ARGENTINA)-SANTIAGO (CHILE) Y OTRAS CIUDADES	24/26	806	8 a 10	870	Con las obras complementarias, la inversión total se eleva a US\$ 1700x10 ⁶ . Ramales:322 km.
1.4.- PROYECTO GAS SUR NEUQUEN (ARGENTINA)-VIII REGION (CHILE)	12	350	0,7 a 2,7	160	Abastecimiento al mercado industrial y residencial del Sur de Chile. Con las obras complementarias la inversión se eleva a US\$ 220-250 x 10 ⁶ . Gasoducto en estudio.
2.1.- N.O. ARGENTINO-SAN PABLO AGUARAGÜE (ARGENTINA)-SAN PABLO (BRASIL) Y OTRAS CIUDADES	38/42	3.100	8 a 39	2.665	Provisión de gas al mercado de Argentina, Paraguay y Brasil.
2.2.- PARANA (ARGENTINA)- URUGUAYANA (BRASIL)	S/D	465	2,3	130	Abastecimiento de gas a una central térmica de 300 MW a construir por Brasil. Gasoducto en estudio.
2.3.- AGUARAGÜE (ARGENTINA)- PORTO ALEGRE (BRASIL)	S/D	S/D	10	S/D	Abastecimiento a Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones (Argentina) y Sao Borja-Porto Alegre (Brasil).
3.- PARANA (ARG)-FRAY BENTOS (R.O.U)	18	265	3	80	Abastecimiento de gas para la C.T. Fray Bentos Uruguay y ciudades de la prov. de Entre Ríos (Argentina) y posible extensión a Montevideo.
4.1.- GASODUCTO SANTA CRUZ-SAN PABLO RIO GRANDE (BOLIVIA)-SAN PABLO (BRASIL) Y OTRAS CIUDADES	16 a 32	1803	8 a 30	1860	Se construirá por una sociedad constituida por PETROBRAS e YPF, que podrán hacer participar a otros socios, nacionales e internacionales. Ramales: 1258 km.
4.2.- RIO GRANDE -PTO SUAREZ (BOLIVIA)	20	557	7	223,5	Alimentación a la central térmica Pto. Suarez, a construir, que abastecería áreas de Brasil (Matto Grosso).
5.1.- BOLIVIA/ARGENTINA-TOCOPILLA (CHILE)	S/D	830/1.030	2 a 4,1	500 (ARG) 400 (BOL)	Abastecimiento para generación eléctrica y como alternativa producción de GNL p/exportar a Japón.
6.- VUELTA GRANDE (BOLIVIA)- ASUNCION (PARAGUAY)	12/ 14	846	0,3 a 3,2	95	Abastecimiento al mercado residencial, industrial, generacipón eléctrica y transporte (GNC). Ramales: 1075 km. Las inversiones adicionales suman US\$ 75 x 10 ⁶ .
CAMISEA (PERU). SANTA CRUZ (BOLIVIA)	30	1.300		700	Abastecimiento a Brasil.

A. Aprovechamientos hidroeléctricos

1. RÍO PARANÁ

a. Aprovechamiento Hidroeléctrico Yacyretá

El aprovechamiento hidroeléctrico Yacyretá, en construcción, es un emprendimiento binacional desarrollado en conjunto entre la República Argentina y la República del Paraguay.

Los primeros estudios del proyecto datan de 1929. En el año 1973 se firmó el tratado por el cual Argentina y Paraguay decidieron llevar a cabo la construcción del aprovechamiento, la que se comenzó en el año 1983, estimándose que se finalizará recién en el año 1998.

La central está ubicada sobre el río Paraná, al norte de la provincia de Corrientes, a 320 km de Asunción (Paraguay) y aproximadamente 1.000 km de Buenos Aires (Argentina).

El embalse principal tiene una superficie de 1.600 km², habiéndose empleado en la construcción alrededor de 3.100.000 m³ de hormigón. La central tiene una longitud de 808 m y una altura de 70 m.

La esclusa de navegación mide 270 m de largo por 27 m de ancho. Cuenta con cuatro sistemas de transferencia para peces y dos tomas de agua para riego.

La cota máxima del embalse será de 83 m, la que se alcanzará en el año 1998. La central, cuando se complete, se equipará con 20 turbinas del tipo Kaplan de 9,5 m de diámetro. Cada grupo turbogenerador completo pesa alrededor de 1000 Tn. Cada uno de los generadores de Yacyretá tiene una potencia de 155 MW, lo que totalizará un total de 3100 MW de potencia instalada y permitirá generar una energía media anual (E.M.A) de 20.000 GWh a cota 83 a partir de 1998.

De acuerdo a las estimaciones disponibles, el costo total de la obra ascendería a unos US\$ 7.500 millones de los cuales restan financiar aproximadamente US\$ 700 millones correspondientes a las relocalizaciones y obras complementarias necesarias para alcanzar la cota de 83 y producir el 100% de la energía para la que fue diseñado el proyecto.

Dada la falta de recursos y los problemas que viene acarreado la definición y ejecución de estos trabajos, y como parte de la política de privatización adoptada por el Gobierno Argentino, sobre el cual recae la responsabilidad del financiamiento del proyecto, se ha decidido, de común acuerdo con el Gobierno de Paraguay, celebrar un protocolo que modifica el tratado de Yacyretá e instruye a la Entidad Binacional Yacyretá para que: (i) Efectúe una licitación para contratar una empresa privada que tome a su cargo la operación y el mantenimiento del Complejo Yacyretá; y (ii) Venda toda la energía producida a una empresa privada a ser contratada mediante una licitación.

En base a lo anterior, todos los ingresos provenientes de la venta de energía serán percibidos por el Gobierno Argentino, salvo excepciones por compromisos establecidos en el último Acuerdo. Como contraprestación, la República Argentina libera a la Entidad Yacyretá de sus deudas con el Tesoro Argentino y asume todas las deudas que la Entidad Yacyretá mantiene con bancos, organismos de crédito, agencias de exportación y proveedores.

El protocolo agrega numerosos detalles inherentes a esta operación, así como las bases de licitación. En estos momentos el Protocolo ha sido firmado por las autoridades del Poder Ejecutivo de ambos países y se espera la aprobación de los respectivos Congresos.

b. Aprovechamiento Hidroeléctrico Corpus Christi

La central binacional Corpus Christi se prevé construirla sobre el río Paraná, 14 km aguas arriba de las ciudades de Encarnación (Paraguay) y Posadas (Argentina). La responsabilidad de la ejecución del proyecto es de los gobiernos de Argentina y Paraguay y se canaliza por medio de la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP).

El proyecto finalizado en 1983, consideraba una potencia instalada total de 4.608 MW y una generación media anual de 20.100 GWh, con previsión para una futura ampliación a 6.900 MW.

Las condiciones del mercado existentes en Argentina a fines de la década del 80, no eran coincidentes con las hipótesis adoptadas por el diseño original, lo que conducía a la posibilidad de disminuir la potencia instalada y aumentar el factor de planta.

Es así, que a fines de 1993 se presentó un estudio de revisión para la implementación de Corpus por el sector privado. Se introdujeron modificaciones en el diseño original del proyecto, reduciéndose la cantidad de máquinas de 32 a 20, con lo que se obtiene una potencia instalada de 2.880 MW y una generación media anual de 19.300 GWh. La central, de un salto medio de 22,7 m, estará equipada con 20 turbinas Kaplan, con grupos generadores de 144 MW cada uno. La generación eléctrica de esta central abastecerá principalmente a los mercados de Argentina, Paraguay y, posiblemente, Brasil y Uruguay. Se ha considerado la construcción de un sistema de transmisión de 500 KV, de aproximadamente 1.000 km de longitud, para inyectar la energía de Corpus en el mercado eléctrico argentino. Se estima que la construcción demandará un tiempo de 7 años, pudiéndose comenzar a generar a partir de los 4,5 años.

El costo total del proyecto, incluyendo la transmisión, se eleva a US\$3.583 millones, a precios de 1992, sin intereses intercalares. Actualizado este valor a diciembre de 1994, se eleva a US\$3.681 millones, resultando el costo medio de generación (CMG) de Corpus Christi igual a 28,44 US\$/MWh, a una tasa del 10%.

c. Compensador Itatí-Itacorá

El aprovechamiento hidroeléctrico Itatí-Itacorá es un compensador de la Central Hidroeléctrica Yacyretá y surge como alternativa al proyecto original del compensador previsto en Itá Ibaté. Las ventajas del nuevo proyecto son, básicamente: (i) Se produce una ganancia de salto al tener una ubicación de 80 km aguas abajo del proyecto original. En estas condiciones, el salto se incrementa al incorporar el desnivel correspondiente al tramo que se agrega; y (ii) Se obtiene una mejora en las condiciones de navegabilidad, dado que por la incorporación de este tramo adicional, la navegación se hace posible realizarla hasta Itatí.

El proyecto ha alcanzando un nivel de desarrollo de prefactibilidad, contando con estudios básicos topográficos y geológicos regionales, con perforaciones. Los estudios realizados permitieron determinar que en Itatí-Itacorá se podrían instalar grupos turbogeneradores de una potencia total de 1.660 MW y una generación media anual de 11.300 GWh.

De acuerdo a informaciones suministradas, el monto de la inversión directa total, sin transmisión, sería de US\$2.350 millones, a precios de 1993. A precios de Diciembre de 1994, este valor es de US\$2.414 millones, con un C.M.G. de 31,61 US\$/MWh para una tasa del 10%.

2. RÍO URUGUAY

En 1972 se celebró un convenio entre AAyEE (Argentina) y ELETROBRAS (Brasil), para el estudio en conjunto del tramo limítrofe entre ambos países del río Uruguay y su afluente el río Pepirí-Guazú.

Ejecutado el estudio mencionado encontró 22 posibles emplazamientos y sobre la base de los mismos se seleccionó el sistema básico de aprovechamiento del tramo, compuesto por las siguientes obras: tramo superior, Roncador o Panambí; tramo medio, Garabí o Garruchos y tramo inferior San Pedro.

La ponderación de estos trabajos llevó a la decisión de avanzar en los estudios del aprovechamiento Garabí, hasta el nivel de factibilidad técnica y conveniencia económica.

En mayo de 1980, los gobiernos de Argentina y Brasil suscribieron el "Tratado para el Aprovechamiento de los Recursos Hídricos Compartidos de los Tramos Limítrofes del río Uruguay y de su Afluente el río Pepirí-Guazú", en el que se fijaron las bases sobre las que debía desarrollarse el aprovechamiento, especialmente hidroeléctrico, de esos ríos.

Teniendo en cuenta la voluntad de los gobiernos expresada en el tratado, AAYEE y ELETROBRAS decidieron avanzar con los estudios de Garabí, hasta la ejecución del Proyecto Básico que permitiera llamar a licitación, el que fue concluido en el año 1986. El trabajo incluyó también el estudio de la interconexión eléctrica entre ambos países por medio de una estación conversora de frecuencias.

a. Aprovechamiento Hidroeléctrico Garabí

El aprovechamiento hidroeléctrico Garabí, en el tramo límite argentino-brasileño del río Uruguay, será la primera obra hidroeléctrica que construirán ambos países en forma conjunta.

Este proyecto, situado aproximadamente a 100 km aguas arriba de las ciudades de Santo Tomé (Argentina) y Sao Borja (Brasil) fue elegido para avanzar en la integración hidroenergética entre Argentina y Brasil por sus atractivas condiciones técnico-económicas.

El aprovechamiento hidroeléctrico Garabí consiste en un cierre frontal con una altura máxima desde la fundación de 81 m y una longitud aproximada de 3.800 m. El proyecto prevé la construcción de dos casas de máquinas independientes, separadas por un aliviadero común ubicado en el lecho del río. El cierre será completado con una presa de materiales sueltos.

Cada casa de máquinas estará equipada con 6 turbinas Kaplan de eje vertical de 150 MW cada una, de manera de obtener una potencia total de 1.800 MW. La producción media de la central será de 6.100 GWh por año. La presa creará un embalse de 145 km de longitud y 810 km² de superficie.

El aprovechamiento Garabí se insertará en los sistemas interconectados de ambos países, lo que lo convertirá en un importante centro de intercambio de energía entre los mismos. El proyecto ha sido desarrollado en forma conjunta entre equipos técnicos pertenecientes a los dos países, encontrándose en un nivel de desarrollo de Proyecto Básico, lo que hará posible su materialización en forma rápida cuando los respectivos gobiernos acuerden lanzar su construcción. La programación de las tareas asociadas a la construcción de Garabí permitió obtener un cronograma mediante el cual se puede comenzar a generar a partir del sexto año del inicio de las obras. A precios de marzo de 1986 el costo sería de US\$1.357 millones. Tomando como referencia diciembre de 1994, el costo de Garabí asciende a US\$ 1.789 millones y, a la tasa del 10%, su CMG es de 43,32 US\$/MWh.

b. Aprovechamiento Hidroeléctrico Roncador

El aprovechamiento hidroeléctrico Roncador pertenece a la trilogía de obras que permitirán a Argentina y Brasil aprovechar las aguas del tramo conjunto del río Uruguay para generación de energía eléctrica.

El proyecto, que se encuentra a nivel de Prefactibilidad, contempla la ubicación del cierre a la altura de la progresiva km 1006 del río Uruguay, en la provincia de Misiones (Argentina) y el estado de Río Grande do Sul (Brasil).

Para el aprovechamiento Roncador, está prevista una presa mixta, hormigón de gravedad y materiales sueltos con núcleo impermeable y una longitud de coronamiento de 1598 m. La central, ubicada a pie de presa, aprovechará un salto útil de 65 m, con un caudal medio de 2032 m³/s y se equipará con turbinas de tipo Francis, para alcanzar una potencia instalada total de 2700 MW. Con este equipamiento, Roncador tendrá una producción de 9300 GWh anuales.

La presa creará un embalse de 1.300 km² de superficie y un volumen de 33.580 hm³, estando su nivel máximo normal a cota 164 m. Entre las obras complementarias se destaca la escala de peces.

De acuerdo a los cronogramas de construcción desarrollados durante los estudios, se estima que la obra demandará un período de 7 años para su finalización, pudiendo comenzar la generación eléctrica del primer grupo turbogenerador en el sexto año.

Al estado actual en que se encuentra el proyecto, se calcula que demandaría aproximadamente 4 años llevarlo a un nivel que permita la contratación de las obras civiles principales. El costo directo de inversión del proyecto se ha calculado en US\$2.446 millones a precios de diciembre de 1983. Los intereses intercalares, a una tasa del 10%, ascienden a US\$1.031 millones, lo que lleva el costo total del proyecto a US\$3.477 millones. La inversión directa en Roncador, a precios de diciembre de 1994, asciende a US\$3.189 millones, lo que representa un CMG de 51,87 US\$/MWh para la tasa del 10%. Estos valores no incluyen el costo de los sistemas de transmisión asociados.

c. Aprovechamiento Hidroeléctrico San Pedro

Este proyecto hidroeléctrico, que completa el grupo de emprendimientos conjuntos entre la Argentina y el Brasil para aprovechar las aguas del Río Uruguay, se ubicará a unos 50 km aguas abajo de las ciudades de Paso de los Libres (Argentina) y Uruguayana (Brasil).

La ubicación del cierre de San Pedro estuvo condicionada no sólo por la producción de energía, sino también por la posibilidad de mejorar la navegación aguas arriba de la ciudad de Monte Caseros (Argentina), lugar al que se podrá acceder por esta vía cuando la esclusa de Salto Grande sea terminada y se desroquen los pasos que actualmente la impiden.

La cota máxima normal del embalse, 52 m, se fijó buscando reducir la cantidad de tierras a inundar, a la vez que se trató de evitar afectar el puente internacional Paso de Los Libres-Uruguayana.

En el proyecto existente, que se encuentra a nivel de Prefactibilidad Técnica y Económica, se contempla que el cierre del río, de aproximadamente 3700 m, se realice mediante una presa mixta. Las obras de hormigón, vertedero y casa de máquinas, se ubicarán sobre el lecho del río y el cierre se completará con dos presas de tierra en ambas márgenes, con una altura máxima sobre el nivel de la fundación de 23 m. En estas condiciones, se formará un lago de un volumen de 10.250 Hm³.

El proyecto considera la construcción de una esclusa de navegación que atravesará la presa por la margen argentina, con canales de acceso aguas arriba y aguas abajo. El vertedero ha sido diseñado para evacuar, a través de sus 20 compuertas de tipo segmento de 17mx18m, una crecida de hasta 55.000 m³/s de caudal.

De acuerdo a la información suministrada por Agua y Energía Eléctrica S.E. (Argentina) y Eletrobras-Eletrosul (Brasil), se proyecta instalar en San Pedro equipamiento de una potencia variable entre 550 y 750 MW, a los que corresponde una generación media anual de 3.250 a 3.700 GWh, respectivamente.

La central hidroeléctrica con un salto nominal de 12,07 m se equipará con turbinas del tipo Kaplan, de una potencia nominal del orden de los 40 MW cada una y un diámetro de 8 m. La cantidad de turbinas dependerá de la potencia total que se adopte para la central en etapas más avanzadas de estudio.

Para la potencia instalada nominal de 745 MW, los costos de construcción se elevan a US\$1.498 millones a precios de diciembre de 1983. A precios de diciembre de 1994, este costo se eleva a US\$1.953 millones y su costo medio de generación asciende a 75 US\$/MWh a la tasa del 10%.

3. RÍO PILCOMAYO

El río Pilcomayo nace en Bolivia y luego se convierte en la frontera entre Argentina y Paraguay desembocando en el río homónimo, y su arrastre sólido es de gran importancia. La sedimentación de su cauce durante el último medio siglo generó cambios en el mismo y, consecuentemente, desacuerdos entre Argentina y Paraguay, ya que los desbordes ingresaban mayoritariamente en el territorio argentino causando inundaciones en éste y sequías en el país vecino.

Con el proyecto Pantalón se logró recién el año pasado, equilibrar el ingreso del agua hacia ambos países. Estas obras de canalización deberán ser reemplazadas con un dique que distribuirá el agua equitativamente y que será emplazado a la altura de los yacimientos petrolíferos formoseños de Palmar Largo (Argentina). Con el propósito de controlar la sedimentación y de generar una zona de riego, que dé lugar a un polo de desarrollo agrícola-ganadero, se ha proyectado en la zona de Caipipendi, en el sudeste boliviano, un complejo hidroeléctrico.

a. Complejo Hidroeléctrico de Caipipendi (Bolivia)

Entre 1971 y 1977 fue estudiada la cuenca del Pilcomayo en profundidad, luego de un acuerdo entre Argentina, Bolivia y Paraguay, con la participación de la OEA, el Banco Interamericano de Desarrollo y las Naciones Unidas.

En el extremo sudeste del territorio boliviano, cerca de la población de Villa Montes, se encuentra la zona de Caipipendi donde se proyectó la construcción de una represa en el río Pilcomayo de propósitos múltiples: reducción de sedimentos, regulación del caudal, riego y generación de energía.

El emplazamiento fue elegido por tratarse de una vasta depresión por donde escurre el río, la que tiene una gran capacidad como depósito sedimentario.

Se proyecta una presa de 160 m de altura, la que dará lugar a la formación de un espejo de agua de 350 km² y a la acumulación de 28.000 Hm³. Aguas abajo se ubicará la central hidráulica de 210 MW de potencia. Se agrega a este conjunto un dique compensador que alimentará un sistema de canales de riego, con el objeto de crear en la zona un polo agrícola-ganadero.

La demanda de inversión directa será aproximadamente la siguiente, a nivel de diciembre de 1994: Dique Principal, US\$180 millones; Presa de Derivación, US\$64 millones; Derivadores y túneles, US\$200 millones; y Central Hidroeléctrica, US\$120 millones. Como resultado, el costo total estimado asciende a US\$564 millones. El costo medio de generación es de 129 US\$/MWh, para una tasa del 10%.

4. CUENCA DEL RÍO BERMEJO

La cuenca del río Bermejo es parte integrante de la Cuenca del Río de La Plata, que drena las aguas de casi la cuarta parte del continente Sudamericano hacia el Océano Atlántico.

La cuenca alta del Río Bermejo está situada en el extremo N.O. de la Argentina y S.S.E. de Bolivia, sumando un total de 96.000 km² de superficie. El caudal medio anual del Bermejo en las juntas de San Francisco, es de 430 m³/s.

Una característica de este río, es la importante cantidad de sedimentos que arrastra, habiéndose determinado mediante mediciones realizadas, que alrededor del 70% de los sedimentos transportados por el sistema Paraguay-Paraná son atribuibles al río Bermejo. A su vez el 80% de los sedimentos transportados por el Bermejo son atribuibles al río Iruya, uno de sus tributarios, valores de los más altos del mundo en aporte de sedimentos. Cabe destacar que el año 1980, el costo anual por dragado debido a los aportes sólidos y sedimentos alcanzó la suma de US\$150 millones.

Estudios realizados en esta cuenca, permitieron detectar una gama de proyectos de posible realización, situados en territorio argentino y boliviano. Se han desarrollado, entre ellos, los siguientes aprovechamientos binacionales: Astilleros, San Telmo, Polvareda, Alarache, Las Pavas, Arrazayal y Desecho Chico.

a. Aprovechamiento Hidroeléctrico Astilleros

Este proyecto se localiza sobre el río Tarija, de un caudal medio de 105 m³/s. La presa de tierra, de una longitud de coronamiento de 1.840 m y una altura máxima de 81 m, tendrá un volumen de 22.100.000 m³.

La central se equipará con dos turbinas de tipo Francis, con generador de 53 MW cada una, y tendrá una producción de 504 GWh anuales. El embalse, de 1.704 Hm³, ocupará una superficie de 5.400 Ha. Esta obra, de propósitos múltiples, además de generación eléctrica, posibilitará el riego y control de sedimentos.

El estudio se encuentra a nivel de Evaluación Preliminar, estimándose el costo de la obra en US\$312 millones con un costo medio de generación de 83,35 US\$/MWh.

b. Aprovechamiento Hidroeléctrico San Telmo

Este emprendimiento aprovecha también las aguas del río Tarija, de un módulo anual de 120 m³/s.

Se ha proyectado una presa de tierra, de 5.340 m de longitud de coronamiento, con una altura máxima de 42,50 m y un volumen de obra de 13.000.000 m³.

La central se prevé equiparla con dos turbinas Francis, con un salto de diseño de 34 m, con generadores de 30 MW cada uno, lo que permitirá producir 275 GWh anuales. El embalse, de 465 Hm³ será de una superficie de 3.500 Ha.

Los propósitos de este proyecto son generación de energía y riego, encontrándose a nivel de Evaluación Preliminar.

La inversión en forma aproximada, se calcula en US\$204 millones, con un CMG de 98,91 US\$/MWh.

c. *Aprovechamiento Polvareda*

Este proyecto está concebido para funcionar como compensador y se ha previsto su construcción sobre el río Tarija, de 120 m³/s de módulo.

La presa, de escollera, es de una longitud de coronamiento de 300 m y una altura máxima de 7,5 m y un volumen de obra de 114.000 m³. La potencia a instalar es de 27 MW y la energía media a generar es de 60 GWh. Formará un lago de 10,50 Hm³ y una superficie de 400 Ha que permitirá el riego de tierras aledañas. El desarrollo del proyecto ha alcanzado el nivel de Evaluación Preliminar.

d. *Aprovechamiento Hidroeléctrico Alarache*

Este emprendimiento, que se encuentra en un nivel de desarrollo de Idea, cuenta solamente con datos aproximados. El esquema desarrollado propone una presa de tierra, de 400 m de longitud de coronamiento y una altura máxima de 100 m, a construir sobre el río Bermejo, con un caudal medio anual de 19m³/s.

Se prevé equipar la casa de máquinas con dos turbinas de tipo Francis, con generadores de 12 MW de potencia cada uno, que permitirán una generación eléctrica anual de 95 GWh. La obra a conformar, con un embalse de 500 Hm³, tendrá entre sus propósitos generación eléctrica, riego y control de crecidas.

e. *Aprovechamiento Las Pavas*

Este proyecto binacional se encuentra ubicado sobre el río Bermejo, 40 km aguas arriba de la desembocadura del río Grande de Tarija (Junta de San Antonio) en la provincia de Salta (Argentina) y en el Departamento de Tarija (Bolivia).

Mediante la construcción de este embalse se espera regular el caudal de crecidas y el transporte de sedimentos del río Bermejo. Proveerá, además, agua potable, energía eléctrica y riego en áreas agrícolas situadas aguas abajo del proyecto.

Consta de una presa de hormigón del tipo gravedad, con una altura de 99 m y una longitud en el coronamiento de 353 m. El vertedero se encuentra ubicado en el centro de la presa y tiene una longitud de 245 m; la casa de máquinas está ubicada dentro del muro de la presa con una potencia instalada de 147 MW y una producción media anual de energía de 288 GWh.

Se prevé un túnel de desvío para la construcción, de 295 m de longitud, un dique compensador (Desecho Chico) aguas abajo, que asegura la regulación para riego de las aguas descargadas en las horas de punta de la generación eléctrica y una línea de transmisión de 78 km hasta Orán, donde la energía se incorporaría al Sistema Eléctrico Argentino.

Existe una estimación preliminar de inversión de US\$160 millones (a nivel de 1984) para la obra hidroeléctrica y el embalse compensador. El estudio se desarrolló en el período 1971-73 con asistencia técnica de la OEA, en el marco del desarrollo integral de la Alta Cuenca del río Bermejo.

A precios de diciembre de 1994, el costo asciende a US\$210 millones, con un CMG de 98 US\$/MWh a la tasa del 10%.

f. Aprovechamiento Desecho Chico

Este emprendimiento está previsto para funcionar como compensador del proyecto Las Pavas, con una potencia instalada de 36 MW y una generación media anual de 78 GWh.

Se ha diseñado una presa de hormigón de gravedad, de 356 m de longitud de coronamiento, 13,5 m de altura máxima y un volumen de obra de 33.000 m³. El embalse, de 9 Hm³ y 80 Ha de superficie, además de compensar el agua evacuada del A.H. Las Pavas, permitirá el riego de tierras cultivables. Este proyecto se encuentra desarrollado a nivel de Evaluación Preliminar.

g. Aprovechamiento Hidroeléctrico Arrazayal

El proyecto Arrazayal permitirá aprovechar las aguas del río Bermejo, de 90 m³/s de módulo anual, mediante la construcción de una presa de hormigón Rodillado, de 312 m de longitud de coronamiento, 100 m de altura máxima y un volumen de obra de 837.000 m³.

El equipamiento de generación está previsto realizarlo con dos turbinas de tipo Francis con generadores de 83 MW de potencia cada uno. La energía media anual a generar se calcula en 526 GWh. Este proyecto prevé la formación de un embalse de 1.207 Hm³ y 3.740 Ha de superficie, y sus propósitos son generación de energía eléctrica, riego y control de sedimentos.

El estudio de este emprendimiento está a nivel de Evaluación Preliminar, estimándose su costo en US\$192 millones y un costo medio de generación de 50 US\$/MWh para una tasa del 10%.

5. RÍO BENI

a. Aprovechamiento Hidroeléctrico Cachuelo-Esperanza

El aprovechamiento hidroeléctrico Cachuela-Esperanza es un proyecto que aprovecharía un pequeño salto natural en el curso del río Beni, afluente del río Mamoré, que a su vez integra la cuenca del río Madeira.

En Agosto de 1988, los gobiernos de Bolivia y Brasil intercambiaron Notas Reversales estableciendo que Bolivia construiría este aprovechamiento hidroeléctrico.

La capacidad instalada fue estimada en 40 MW, de los cuales se destinaría un mínimo de 30 MW para adquisición por parte de Brasil para abastecer a los mercados de Acre y Rondonia.

Este suministro eléctrico sería realizado en 60 Hz en la margen boliviana del trecho internacional del río Mamoré, en las proximidades de la ciudad brasileña Guajará-Mirim. Se estableció que la responsabilidad de la ejecución del proyecto, incluyendo la obtención del financiamiento, sería del gobierno de Bolivia, contando en todo momento con la colaboración de Brasil.

6. RÍO YAGUARÓN

Sobre el río Yaguarón, frontera entre Brasil y Uruguay, se ha desarrollado la posibilidad de construir dos aprovechamientos hidroeléctricos binacionales.

Uno de dichos proyectos es Paso Centurión, con una potencia instalada de 32 MW y el segundo, ubicado aguas abajo el proyecto Talavera, de 6 MW de potencia instalada. Ambos aprovechamientos se encuentran en etapa de Inventario, no teniendo fecha prevista para su posible construcción.

7. INDICADORES ECONÓMICOS

Con el objetivo de disponer de algunos indicadores que permitan ponderar la bondad de los proyectos hidroeléctricos considerados, se ha efectuado una evaluación económica preliminar de los mismos. La metodología adoptada consiste en comparar los costos totales del proyecto hidroeléctrico con los de una central térmica de referencia que tenga la misma prestación y confiabilidad.

Se ha seleccionado como térmica de referencia equipamiento ciclo combinado (C.C.), compuesto por turbinas a gas y turbinas a vapor. Para esta evaluación preliminar se asumió la hipótesis de cuantificar únicamente los beneficios del propósito de generación hidroeléctrica. Por ello, no se han considerado otros beneficios tales como ahorro en dragados por control de sedimentos, navegación, turismo, provisión de agua potable, riego, control de crecidas, etc.

El costo directo de inversión del ciclo combinado fue adoptado igual a 550 US\$/KW. Con el fin de realizar una sensibilidad a la inversión se hizo un cálculo con 650 US\$/KW.

Se ha considerado que la disponibilidad relativa del Ciclo Combinado frente a la hidroeléctrica es del 85%, por lo cual se penaliza a la térmica afectando su costo de inversión por el coeficiente 1/0,85.

Los costos de operación y mantenimiento del C.C. se han tomado iguales a 10 US\$/KW-año.

Se ha supuesto que el C.C. funciona utilizando como combustible gas natural con un precio igual al del fuel-oil, del orden de 10 US\$/10⁶ Kcal. Este precio es equivalente a un precio de petróleo de 14 US\$/bl. El consumo específico del C.C. se tomó igual a 2.200 Kcal/KWh, en promedio. Para la amortización del C.C. se tomaron 25 años de plazo.

En el caso de las hidroeléctricas se han tomado los costos de inversión actualizados a diciembre de 1994. Los costos de operación y mantenimiento, se adoptaron igual a 2 US\$/MWh. Para la amortización de las hidroeléctricas se ha tomado un plazo de 40 años, siendo este período el que se adoptó también para la realización del análisis económico.

En ambos casos, se calcularon los intereses durante la construcción, estimándose un tiempo promedio de construcción del C.C. de 3 años. Para las hidroeléctricas se tomaron los plazos de construcción informados por los proyectistas. En el caso de las hidroeléctricas del río Bermejo, los plazos fueron estimados debido a que se desconocía dicha información.

A efectos de simplificar el trabajo, se adoptó para el cálculo de los intereses intercalares el mismo valor que para la tasa de descuento.

Asimismo, se supuso que las hidroeléctricas y los ciclos combinados comenzaban a generar al estar completamente finalizados, no considerándose generación parcial durante el período de construcción.

En función de estas hipótesis, se calcularon los siguientes indicadores económicos: Valor Presente Neto (VPN), Relación Beneficio/Costo (B/C) y Tasa Interna de Retorno (TIR), los que se resumen en los cuadros EP1 y EP2. En estos cuadros se muestra también el Costo Medio de Generación (CMG) de cada aprovechamiento hidroeléctrico.

CUADRO EP 1
INDICADORES ECONOMICOS DE APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS

COSTO UNITARIO C. COMBINADO (US\$/KW) = 550

COSTO COMBUSTIBLE (US\$/10⁶Kcal) = 10

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA	ENERGIA MEDIA ANUAL	INVERSION DIRECTA TOTAL	COSTO MEDIO GENERACION	COSTO TOTAL ACTUALIZADO PROYECTO (TASA = 10%)	COSTO TOTAL ACTUALIZADO ALTERNATIVA (TASA=10%)	BENEFICIO NETO ACTUALIZADO (TASA = 10%)	RELACION BENEFICIO COSTO (TASA= 10%)	TASA INTERNA RETORNO
	MW	GWh	US\$*10 ⁶	US\$/MWh	US\$*10 ⁶	US\$*10 ⁶	US\$*10 ⁶		%
CORPUS	2.880	19.300	3.681	28,44	5.367,3	6.883,6	1.516,3	1,28	15,8
GARABI	1.800	6.100	1.789	43,32	2.584,1	2.961,2	377,0	1,15	13,8
ITATI-ITACORA	1.600	11.300	2.414	31,61	3.493,3	3.954,2	460,8	1,13	12,5
ARRAZAYAL	166	526	192	49,70	255,6	264,9	9,2	1,04	10,9
RONCADOR	2.700	9.300	3.189	51,87	4.717,4	4.475,5	-241,9	0,95	8,9
LAS PAVAS	147	288	210	98,10	276,3	194,6	-81,7	0,70	3,7
SAN PEDRO	750	3.700	1.953	75,17	2.719,8	1.489,9	-1.229,8	0,55	2,8
SAN TELMO	60	275	204	98,91	264,9	108,8	-156,1	0,41	0,1
CAIPIPENDI	210	600	564	129,10	757,5	320,4	-437,1	0,42	0,1
ASTILLEROS	106	504	312	85,35	418,4	161,1	-257,3	0,38	<0

CUADRO EP 2
INDICADORES ECONOMICOS DE APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS

COSTO UNIT. C.COMBINADO (US\$/KW)= 650

COSTO COMBUSTIBLE (US\$/10⁶Kcal)= 10

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA MW	ENERGIA MEDIA ANUAL GWh	INVERSION DIRECTA TOTAL US\$*10 ⁶	COSTO MEDIO GENERACION US\$/MWh	COSTO TOTAL ACTUALIZADO PROYECTO (TASA = 10%) US\$*10 ⁶	COSTO TOTAL ACTUALIZADO ALTERNATIVA (TASA = 10%) US\$*10 ⁶	BENEFICIO NETO ACTUALIZADO (TASA = 10%) US\$*10 ⁶	RELACION BENEFICIO COSTO (TASA= 10%)	TASA INTERNA RETORNO %
CORPUS	2.880	19.300	3.681	28,44	5.367,3	7294,7	1.927,4	1,36	18,7
GARABI	1.800	6.100	1.789	43,32	2.584,1	3218,1	633,9	1,25	18,4
ITATI-ITACORA	1.600	11.300	2.414	31,61	3.493,3	4182,5	689,2	1,20	14,3
ARRAZAYAL	166	526	192	49,70	255,6	288,6	32,9	1,13	13,8
RONCADOR	2.700	9.300	3.189	51,87	4.717,4	4860,9	143,5	1,03	10,8
LAS PAVAS	147	288	210	98,10	276,3	215,5	-60,8	0,78	4,7
SAN PEDRO	750	3.700	1.953	75,17	2.719,8	1596,3	-1.123,5	0,59	3,0
SAN TELMO	60	275	204	98,91	264,9	118,5	-146,4	0,45	0,3
CAIPIPENDI	210	600	564	129,10	757,5	350,3	-407,1	0,46	0,3
ASTILLEROS	106	504	312	85,35	418,4	176,2	-242,2	0,42	<0

B. Interconexiones Eléctricas

1. INTERCONEXIÓN ITAIPÚ-CORPUS-YACYRETÁ

La región de mayor intercambio comercial y de mayor importancia económica y demográfica de los países del MERCOSUR, es la correspondiente a la Cuenca del Plata la cual, además de ser la única cuenca hidrográfica compartida por los cuatro países, se encuentra en el baricentro del mercado eléctrico regional (en un radio de 1000 km).

Una buena parte de los proyectos de aprovechamientos hidroeléctricos (en operación, construcción, en estado de factibilidad o apenas identificados) de mayor envergadura de los ríos Paraná y Uruguay se localizan en regiones fronterizas. Cabe destacar que de los proyectos de este tipo, tres se encuentran operando: Itaipú, Salto Grande y Yacyretá (éste último continúa en construcción), mientras que los restantes, Garabí, Roncador, San Pedro y Compensación de Salto Grande -en el río Uruguay-, así como Corpus e Itatí-Itacorá -en el río Paraná- se encuentran en diversos estados de avance, desde inventariados hasta la etapa de proyecto básico.

Cabe recordar que, con los proyectos en operación, una vez concluida Yacyretá, se alcanzará el aprovechamiento del 66% de los 154,5 TWh/año que involucran los proyectos compartidos, en la Cuenca del Plata, construidos, en construcción y a construir, en un radio que no supera los 400 km.

Por otro lado, los datos indican que las cuencas del Paraná y del Uruguay son estacionalmente complementarias: el estiaje de una está desplazado con respecto a la otra. Por lo tanto, la concreción de proyectos de interconexión entre Centrales Hidroeléctricas de ambas cuencas implica grandes ventajas para la optimización de la oferta eléctrica en la región.

En resumen, la interconexión fuerte entre Centrales Hidroeléctricas y la consecuente interconexión de este "anillo hidroeléctrico" con los sistemas eléctricos nacionales implicarían no sólo el incremento de la seguridad de abastecimiento de los mercados eléctricos, sino también ahorros de inversiones y de costos (por la reducción del consumo intermedio de combustibles), cuyos beneficios asociados indicarían la conveniencia de encarar seriamente estudios que permitan analizar la factibilidad de su ejecución.

Entre las posibilidades a estudiar estaría la realización de las líneas de extra alta tensión (Por ej: tres líneas de 500 KV de una capacidad de transporte del orden de 1000 MW c/u) que interconecten las centrales de Itaipú, Corpus y Yacyretá en el sentido de conseguir los beneficios mencionados. El costo de una línea de interconexión con estas características se encontraría en el orden de US\$150 millones a valores de abril de 1995 y tendría una extensión aproximada de 375 km.

2. INTERCONEXIÓN ARGENTINA-BRASIL

a. Estación Conversora de Frecuencias en Garabí

La construcción de la central hidroeléctrica Garabí será el primer paso de un proceso que permitirá conectar y complementar la operación de los sistemas eléctricos de Argentina y Brasil.

Como una manera de realizar esta unión, y dado que en ambos países la generación eléctrica se realiza a distintas frecuencias, 50 Hz en Argentina y 60 Hz en Brasil, se decidió instalar una estación conversora de frecuencias. La estación conversora de frecuencias permitirá a cada uno de los países, aprovechar ventajas derivadas de las características de sus sistemas de generación eléctrica.

En efecto, Brasil por tener un parque generador mayoritariamente hidroeléctrico (95%), dispone de excedentes de energía eléctrica (de vertimiento), que podrán ser absorbidos por Argentina a precios inferiores al medio, de manera de reducir sus costos operativos. Por su parte, la región Sud-Sudeste de Brasil, en épocas de baja hidraulicidad, podrá aprovechar la composición mixta (hidrotérmica) del parque generador de Argentina, a efectos de contar con una reserva de potencia y energía.

La estación convertidora de frecuencias estará constituida, básicamente, por dos conjuntos de convertidores estáticos "back to back" con su correspondiente sistema de control y las instalaciones de corriente alterna en 50/60 hz para maniobras y filtros.

Constituirá una instalación independiente, localizada, en principio, junto a la estación transformadora de margen derecha y se vinculará en 500 KV al sistema argentino y en 230 KV al sistema brasileño. Los estudios realizados demostraron la conveniencia de instalar una convertidora de 900 MW, escalonada en dos módulos de 450 MW cada uno. Estudios realizados posteriormente por los técnicos de ambos países, demostraron la conveniencia de instalar, en forma anticipada a la central hidroeléctrica Garabí, un módulo de la estación convertidora de 450 MW, con operación reducida a 225 MW. Esta restricción de la operación busca atender, fundamentalmente, a las limitaciones de los sistemas de transmisión en ambos países.

El costo unitario de instalación de la estación convertidora se estimó igual a 250 US\$/KW, que hace un total de US\$110,3 millones para cada módulo de 450 MW. El costo de instalación de un módulo de 450 MW funcionando a 225 MW se estimó igual a US\$73,2 millones y sus gastos de operación y mantenimiento se tomaron iguales a US\$600.000 por año.

De acuerdo a los estudios realizados por Agua y Energía y Eletrobras, el proyecto de instalación de la estación convertidora, anticipada a la puesta en marcha de la C.H. Garabí, presenta una tasa interna de retorno (TIR) del 21%. Se han contemplado inversiones en los sistemas de transmisión de los dos países del orden de US\$6,3 millones. No se tuvo en cuenta, en esta evaluación económica, el costo de falla en dichos sistemas eléctricos.

3. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ARGENTINA-CHILE

La idea de realizar la interconexión eléctrica entre Argentina y Chile, surge por primera vez en 1967 en la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), y luego se incluyó en el temario de la Comisión de Integración Física con Chile de la Cancillería Argentina.

Posteriormente, el tema fue encauzado oficialmente por las Empresas Agua y Energía Eléctrica (Argentina) y Chilectra (Chile), las que trabajando en conjunto elaboraron un proyecto de interconexión en 220 KV.

El proyecto realizado definió la construcción de una línea de un circuito simple, sin cable de guardia, debido a las condiciones de protección que brindan las altas cumbres a las descargas atmosféricas. La línea, de 275 km de longitud, tendrá como puntos terminales las estaciones transformadoras Gran Mendoza (Argentina) y Polpaico (Chile), y el paso a través de la Cordillera se haría por Las Cuevas-Caracoles, por la infraestructura carretera internacional de los valles de Aconcagua (Chile) y Río Mendoza (Argentina). El paso de la Cordillera, entre Las Cuevas y Caracoles, se resolvería por medio de un cable de la misma tensión, por lo cual se previó un canal adecuado en el nuevo túnel internacional.

En el año 1991, la Fundación de Investigaciones Latinoamericana (FIEL) a pedido del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto de la República Argentina, realizó una evaluación técnico-económica preliminar del proyecto. El costo de la línea se estimó en US\$41 millones a precios de diciembre de 1991. Este valor incluye la línea aérea, cable subterráneo para cruzar el túnel y las modificaciones a las estaciones

transformadoras terminales. Es de destacar que el cable tendrá una longitud del orden de 10 km y la línea aérea del lado chileno, tendrá una longitud de 65 km, completándose con 170 km del lado argentino.

Los estudios indicaron que la tensión de 220 KV elegida permite un intercambio máximo de 200 MW. La existencia de la interconexión permitiría un ahorro conjunto del orden de los 10 a 12 millones de US\$ por año. La evaluación económica realizada muestra que el proyecto tendría una rentabilidad del orden del 20% anual, utilizando moneda constante. Incluyendo en la evaluación el costo de falla del mercado chileno (750 US\$/MWh), la rentabilidad del proyecto se aproxima al 100% anual.

4. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA BRASIL-URUGUAY

En Junio de 1993, los gobiernos de Brasil y Uruguay firmaron acuerdos, que representaron los contactos iniciales, cuyo objetivo final era el de desarrollar en forma conjunta proyectos de interconexión eléctrica de mediano y gran porte, para obtener el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de ambos países.

Dado que Brasil utiliza en su sistema eléctrico 60 Hz mientras que la frecuencia en Uruguay es de 50 Hz, para materializar la interconexión, es imperativo el uso de una estación convertidora de frecuencias. En este sentido, se han realizado una serie de estudios a efectos de identificar soluciones técnicas que permitan el intercambio de grandes cantidades de energía eléctrica entre los dos países.

Al presente, los proyectos de interconexión que cuentan con un mayor nivel de avance en los estudios son: (i) Interconexión en 500 KV entre C.T.Candiota (Brasil) - San Carlos (Uruguay); y (ii) Interconexión Livramento (Brasil) - Rivera (Uruguay). Se describen a continuación los aspectos más salientes de ambos proyectos.

El proyecto de la interconexión en 500 KV C.T. Candiota-San Carlos es el resultado de un estudio de viabilidad técnico, económico y legal de varias alternativas de interconexión en extra alta tensión que permitieran el intercambio de grandes bloques de energía. Esta interconexión, cuyo estudio fue realizado con aporte económico del gobierno de Italia, tiene varios beneficios, entre los que se puede mencionar: ahorro en inversión por diferimiento de obras por mejor aprovechamiento de las diferencias hidrológicas y de las demandas, en ambos países, resultando un menor requerimiento de reserva; reducción de los costos operativos de los dos sistemas, por tener la posibilidad de intercambiar energía económica; y mejora en la confiabilidad del servicio por la posibilidad de apoyos mutuos ante emergencias. Una ventaja adicional de este proyecto, es la existencia de una fuerte interconexión entre Argentina y Uruguay a través del Aprovechamiento Hidroeléctrico Salto Grande. De esta manera, es posible extender los beneficios de esta interconexión a Argentina, pudiendo lograrse así una efectiva integración eléctrica entre los tres países. Los estudios realizados, demostraron la factibilidad técnica y económica de una vinculación entre los sistemas brasileño y uruguayo por medio de una estación convertidora de frecuencias del orden de los 300 MW de potencia, complementada con una línea en 500 KV, de 400 km de longitud entre C.T. Candiota (Brasil) y la ciudad de San Carlos (Uruguay). El costo total de las instalaciones necesarias para la interconexión se ha estimado en US\$142 millones, de los cuales US\$55,6 millones corresponden a la Estación Convertidora y el resto, US\$87 millones, corresponden al Sistema de Transmisión.

La interconexión en 150 KV entre Livramento (Brasil) y Rivera (Uruguay) fue uno de los puntos identificados como de mutuo interés para materializar una interconexión eléctrica. La modelización energética en que se basó el análisis tuvo en cuenta las aleatoriedades específicas de cada sistema. Es así que, en general, cabe caracterizar una interconexión exportadora de Uruguay en el período diciembre-marzo, cuando la carga de este sistema está fuera del máximo, mientras que del lado brasileño se tiene un alto consumo por el bombeo asociado a los cultivos de arroz de la zona. Complementariamente, en el período abril-noviembre, es esperable una condición exportadora de Brasil, que en esta época tiene capacidad de transmisión remanente, mientras que el Uruguay registra sus máximos de demanda de

energía eléctrica. Los estudios realizados determinaron que el nivel óptimo de la estación convertidora se situaba en el orden de los 70 MW de potencia, valor que finalmente fue adoptado. Se ha estimado que el costo de instalación de esta estación convertidora es del orden de US\$33 millones, valor que incluye el equipamiento conexo (secciones de interconexión, líneas de alta tensión, compensación de reactivo), a precios de diciembre de 1993. La evaluación económica presenta indicadores favorables y elevados: desde el punto de vista de Brasil, presenta un Valor Presente Neto (VPN) de US\$35 millones, con una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 35%. Desde la óptica de Uruguay, los resultados muestran un VPN de US\$23 millones y una TIRE del 30%. En ambos casos, a precios de frontera, de diciembre de 1993. A precios de mercado sin impuestos, los resultados muestran un VPN de US\$22,4 millones y una TIRE del 28,6%, según la óptica del Uruguay. El estudio determinó que la fecha óptima de entrada en servicio de la estación convertidora sería el año 1998.

5. INTERCONEXIÓN SANTO TOMÉ (ARGENTINA) - SAO BORJA (BRASIL)

Esta vinculación consistía en la instalación de una estación convertidora de frecuencias de 50/60 Hz en la ciudad de Santo Tomé (Argentina), la que se vincularía en 138 KV a la ciudad de Sao Borja (Brasil).

Esta interconexión, de carácter local, permitiría el intercambio de energía entre las dos ciudades mencionadas y sus áreas de influencia, pensándose vincularlas mediante una línea de 132 KV con la ciudad de Posadas (Argentina), distante 170 km, que concentra la mayor parte del mercado provincial abastecido por el servicio público de electricidad.

El costo total de las obras de interconexión, que debía realizar Argentina, se estimó en US\$ $20,7 \times 10^6$ a precios de 1982. Los resultados de la evaluación económica del proyecto, mostraban un Valor Presente Neto (VPN) de US\$ $62,2 \times 10^6$ y una relación Beneficio/Costo (B/C) igual a 1,23 para una tasa de descuento del 10%. La Tasa Interna de Retorno del proyecto era del 20,37%.

Esta obra era similar y complementaria de la estación convertidora de frecuencias que Brasil instaló en la Ciudad de Uruguayana, que se vincula a Paso de los Libres (Argentina) con una línea de 132 KV, instalaciones que se inauguraron recientemente.

La Argentina gestionó ante el BID los fondos necesarios para la construcción de la Interconexión Santo Tomé-Sao Borja en 1983. Por diversas razones, derivadas de la situación interna del país, no se concretó la construcción de esta interconexión. En la actualidad, se encuentran en ejecución análisis para definir las características técnicas de una vinculación eléctrica entre los sistemas argentino y brasileño, estimándose que la efectiva realización de la interconexión Santo Tomé-Sao Borja, estará sujeta a los resultados de estos estudios.

6. INTERCONEXIÓN MUNDO NOVO (BRASIL) - SALTO DE GUAYRÁ (PARAGUAY)

Entre los proyectos detectados para vincular eléctricamente a los países de la subregión, se encuentra la interconexión, que tendría como sus extremos a Mundo Novo (Brasil) y Salto de Guayrá (Paraguay). Esta unión, de carácter local, se proyecta realizarla en 34,5 KV.

7. INTERCONEXIÓN BRASIL-PERÚ (ABASTECIMIENTO ACRE-RONDONIA)

Este proyecto contempla la posibilidad de Brasil de adquirir energía eléctrica a Perú para abastecer el sistema Acre-Rondonia, siendo de esta manera una forma de compra indirecta de gas natural.

En este caso, se utilizaría el gas del Yacimiento de Camisea, ubicado en la Provincia de La Convención, Departamento de Cuzco. Las actividades exploratorias de este yacimiento fueron realizadas por las empresas Shell y Mobil, bajo la forma de un contrato de riesgo con PERUPETRO S.A. y permitieron detectar una importante cantidad de gas y condensados.

El desarrollo de este proyecto ha sido conferido a la actividad privada, que busca tanto el abastecimiento al mercado interno, como la penetración en el mercado brasileño, mediante la instalación de una central termoeléctrica de 200 MW en la región de Quillabamba, utilizando como combustible el gas de Camisea.

La mitad de la potencia de esta Central (100 MW), estaría disponible para alimentar al sistema Acre-Rondonia a través de una línea de 230 KV y una longitud aproximada de 890 km, hasta Río Branco.

8. INTERCONEXIÓN ARICA (CHILE) - TACNA (PERÚ)

Entre los proyectos que se encuentran en análisis para vincular energéticamente a los países de la subregión, está la propuesta de vincular eléctricamente a Chile y Perú. Este proyecto de interconexión consiste en tender una línea de 138 KV y una longitud del orden de los 55 km, entre las ciudades de Arica (Chile) y Tacna (Perú).

C. Gasoductos

1. GASODUCTOS ARGENTINA Y CHILE

Las posibilidades de Argentina de disponer de excedentes de Gas Natural y el cambio en el marco legal, provocado por el proceso de transformación del sector energético argentino, hicieron posible encarar la exportación a Chile.

En este país, existe un mercado ávido de Gas Natural, integrado fundamentalmente, por empresas generadoras de electricidad que han planificado la instalación de centrales de ciclo combinado de una potencia total del orden de los 3000 MW para los próximos 10 años.

Con el transcurso del tiempo, se espera incorporar el consumo de Gas Natural a sectores industriales, residenciales y del transporte automotor.

En esas condiciones, se han confirmado proyectos de exportación que contemplan la posibilidad de construir varios gasoductos entre Argentina y Chile. Los emprendimientos constituidos son Proyecto Methanex, Gas Andes, Gasoducto Transandino y Gas Sur.

a. Proyecto Methanex

La empresa chilena Methanex es una de las más importantes productoras de metanol, siendo en la actualidad la proveedora del 25% del consumo mundial de dicho producto. En el marco de un programa tendiente a duplicar su producción, firmó un contrato de compra de gas natural con empresas productoras de Argentina.

Con ese objetivo, se está construyendo un gasoducto desde el área de San Sebastián, en Tierra del Fuego (Argentina), que cruzará la frontera en el Paraje Bandurria, para terminar en la planta de producción de metanol, situada en Cabo Negro, a 17 km al norte de Punta Arenas (Chile).

El conducto tendrá 12 pulgadas de diámetro y una longitud de 48 km, estimándose que se concluirá a fines del año 1996.

El costo total de la construcción del gasoducto será de US\$25 millones y podrán enviarse por el mismo 2.000.000 m³ diarios, contándose con una autorización de exportación por un período de 20 años.

b. Proyecto Gas Andes

Este emprendimiento proyecta vincular ambos países por medio de un Gasoducto que cruzará la Cordillera por el Cajón del Maipo, en Mendoza (Argentina), hasta la localidad de San Gabriel (Chile) y desde allí alimentará las estaciones reductoras de Santiago. El Gasoducto se conectará en la estación compresora de La Mora con el gasoducto argentino existente Centro Oeste, que requerirá ampliación. (Ver Gráfico X-1).

El Gasoducto entre ambos países tendrá una longitud total de 467 km, de los cuales 317 km corresponden al lado argentino y los 150 km restantes al lado chileno e incluyen 76 km correspondientes a la sección de alta montaña.

Se espera que el Gasoducto, de 24 pulgadas de diámetro, esté habilitado al servicio en mayo de 1997, con un aprovisionamiento inicial de 6.000.000 m³ diarios de gas, valor que se incrementará en pocos años a 10.000.000 m³ diarios.

La inversión total se ha estimado en US\$ 284x10⁶ , de los cuales US\$162 millones se invertirán en el lado argentino y US\$122 millones en el lado chileno. Considerando las obras complementarias en Chile, y la ampliación en Argentina, la inversión total se eleva a US\$1.000 millones.

Las obras complementarias en Chile incluyen la construcción de la Central Térmica Nueva Renca de 370 MW en Ciclo combinado (US\$400 millones) y las obras de la distribuidora Metrogas Chile (US\$195 millones). En Argentina, la ampliación del gasoducto Centro Oeste costará US\$100 millones. Estimaciones realizadas, indican que con estas instalaciones, se exportará por un valor del orden de US\$7000 millones durante 20 años. En noviembre de 1995, ya habrían comenzado las primeras obras para la concreción de este gasoducto.

c. Gasoducto Trasandino

Este proyecto tiene su origen en el yacimiento Loma de la Lata, provincia de Neuquén (Argentina) y atravesará la frontera argentino-chilena por el paso Buta Mallín, teniendo como objetivo alimentar las ciudades de Chillán, Concepción, Talca, Rancagua, Santiago de Chile y Valparaíso.

El gasoducto, con diámetros de 24 y 26 pulgadas, tendrá una longitud de 806 km entre Loma de la Lata y Valparaíso, sumando otros 322 km en ramificaciones para atender las necesidades de Concepción y Los Angeles.

Se ha previsto comenzar las obras en 1996 y la habilitación del gasoducto al servicio sería en setiembre de 1997. La inversión inicial se estimó en US\$870 millones, elevándose a US\$1.700 millones por inclusión de las obras complementarias.

d. Proyecto Gas Sur

El consorcio Gas Sur se encuentra evaluando a la fecha, la traza y dimensiones definitivas del gasoducto, que partiendo de los Yacimientos situados en la provincia de Neuquén (Argentina), cruzaría la Cordillera de los Andes por el paso de Butamallín. Este conducto estará destinado a abastecer el mercado industrial y residencial de la VIII Región de Chile.

El gasoducto, que podría iniciarse en 1996 y se habilitaría en 1997, tendrá una demanda inicial de 1.700.000 m³ diarios de gas, para elevarse a 2.700.000 m³ diarios en el año 2000.

La inversión a realizar en el gasoducto se estima en US\$160-190 millones, a la que hay que sumarle otros US\$60 millones que tendrá que realizar la empresa Gasco Concepción para ampliar su red de distribución para usuarios residenciales y algunos industriales.

2. GASODUCTOS ARGENTINA-BRASIL

a. Noroeste Argentino-San Pablo

La posible materialización de gasoductos entre la Argentina y Brasil, se ve impulsada por la decisión del Gobierno brasileño de introducir cambios en la conformación de su matriz energética, buscando aumentar la participación del gas natural. En la actualidad, en Brasil el gas representa menos del 4% del consumo de energía primaria y se busca incrementar su participación hasta alcanzar el 10% de la demanda de energía primaria hacia el año 2000.

En principio, uno de los abastecedores sería la Argentina, la que entregaría el gas proveniente de los Yacimientos de Acambuco y/o Aguaraçú, en el Noroeste Argentino.

En la actualidad, se están realizando los trabajos exploratorios necesarios, para verificar si la magnitud de estos Yacimientos, hacen factible técnica y económicamente el negocio de la exportación.

En el caso que efectivamente el Yacimiento contara con la magnitud adecuada de reservas, se ha pensado en construir un gasoducto que llegue hasta San Pablo, pasando por las provincias argentinas de Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones, con derivaciones a Porto Alegre y Asunción. (Ver Gráfico X-2)

Este gasoducto, de aproximadamente 3.100 km de longitud, tendrá diámetros de 42/38 pulgadas en diferentes tramos, con una capacidad de transporte del orden de 39.000.000 m³ diarios.

De esta manera se podrá satisfacer la demanda en las áreas argentinas a incorporar (1.500.000 m³/día) y abastecer al mercado paraguayo (2.000.000 m³/día), inyectando además, hasta 34.000.000 m³/día para Brasil (año 2015).

Las inversiones totales se estiman en US\$2.665 millones. Definir la construcción y la financiación, insumirán un plazo de un año, necesitándose además dos años para la construcción del gasoducto. El nivel de avance de los estudios, permite esperar que para el año 1998 se pueda definir la masa crítica de reservas, por lo que se estima que en el año 2002 el gasoducto podrá estar habilitado.

b. Gasoducto a Uruguayana (Brasil)

Este gasoducto, que se encuentra a nivel de proyecto, tendría por objetivo el abastecimiento de gas natural a una central eléctrica que se prevé construir en Uruguayana. Este conducto llegaría a esta ciudad como una extensión del ya existente proveniente de Neuquén.

El gasoducto partiría de la localidad Aldea Brasileira, cercana a Paraná, Provincia de Entre Ríos, Argentina, y con un recorrido aproximado de 465 km, arribaría a Uruguayana para abastecer una central termoeléctrica de una potencia del orden de 300 MW.

Se estima que la provisión de gas alcanzaría los 2.200.000 m³ diarios. La inversión total se calcula que será aproximadamente igual a US\$130 millones.

c. *Gasoducto a Porto Alegre*

Un grupo inversor de origen mejicano, juntamente con otras empresas, ha realizado una presentación a efectos de materializar la construcción de un gasoducto desde los yacimientos del norte argentino hasta la localidad de Porto Alegre (Brasil).

El conducto tendría su origen en el yacimiento Aguara Güe, provincia de Salta (Argentina) y tras cruzar la región noreste argentina, abasteciendo las principales ciudades de la zona (provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones), atravesaría la frontera argentino-brasileña en Sao Borja (Brasil) para después llegar a Porto Alegre. La capacidad de transporte de este gasoducto será del orden de 10.000.000 m³ por día.

3. GASODUCTO ARGENTINA-URUGUAY

a. *Gasoducto Paraná-Fray Bentos-Montevideo*

La provisión de gas argentino a la República Oriental de Uruguay, se realizará a través de un gasoducto que se prevé construir entre la ciudad de Paraná, (Argentina) y Fray Bentos, (Uruguay), extendiéndose posteriormente a Montevideo.

La construcción de este gasoducto exige la ampliación del sistema de transporte de Transportadora de Gas del Norte S.A. En principio, el objetivo de este emprendimiento es el abastecimiento de una central térmica que la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), tiene previsto construir en Fray Bentos.

El proyecto preliminar existente contempla el tendido de un gasoducto de 18 pulgadas de diámetro y 265 km de longitud; una potencia adicional de 6500 HP y un *loop* de 24 pulgadas de diámetro y 26 km de longitud. El costo del gasoducto hasta la ciudad de Fray Bentos se ha estimado igual a US\$80 millones, calculándose que hasta Montevideo, el precio total se elevará hasta US\$200 millones.

Se espera que las ventas asciendan a 3.000.000 m³ diarios, cantidad que engloba la demanda de la provincia de Entre Ríos y las centrales a construir por UTE. La convocatoria para la licitación internacional de este conducto se realizaría en 1996.

b. *Gasoducto y Planta de Almacenamiento en Santa Lucía (Uruguay)*

El proyecto consiste en llevar un gasoducto del litoral argentino hasta Santa Lucía en Uruguay distante unos 200 km de la frontera, para aprovechar las cavernas que existen en la zona para almacenar gas y utilizarlo como planta de "peak shaving" para el sistema argentino.

El proyecto se encuentra en etapa de estudio de factibilidad y requiere aproximadamente 18 meses para su completamiento. El grupo adjudicatario del estudio está integrado por Gaz de France, CMS (Michigan U.S.A.), Nova (Canadá), Techint y CGC de Argentina y ANCAP de Uruguay. En caso de resultar satisfactorios los estudios de este grupo, tiene prioridad para llevar adelante las obras, cuyo costo ha sido estimado, en principio, entre US\$400 y 500 millones, y llevaría unos 3 años de construcción. El almacenamiento de las cavernas permitiría el suministro de unos 15 millones de m³/día al sistema en días de pico. En caso de resultar conveniente y llevarse a cabo este proyecto, se abre una interesante posibilidad para continuar el gasoducto hacia Montevideo y eventualmente continuar posteriormente hacia la zona sur de Brasil.

4. GASODUCTOS BOLIVIA-BRASIL

a. Gasoducto Santa Cruz-San Pablo

El 17 de Febrero de 1993, Bolivia y Brasil firmaron un contrato de Compra-Venta de Gas Natural.

El acuerdo, de una duración estipulada en 20 años, considera la entrega inicial de Bolivia a Brasil, de 8.000.000 m³ diarios de G.N., para llegar al cabo de 7 a 10 años a un volumen de 16.000.000 m³ diarios, y alcanzar adicionando compresión a 30.000.000 m³/día. Se acordó la construcción de un gasoducto de hasta 28 pulgadas de diámetro entre Río Grande (Bolivia) y San Pablo (Brasil), contemplando tender ramales de menor diámetro a Porto Alegre, Florianópolis y Curitiba (Ver Gráfico X-2).

Se estima que el gasoducto tendrá una longitud total de 3061 km y se completará con 16 estaciones compresoras de cuatro compresores por estación, de 4500 HP cada uno.

En función de distintas consideraciones económicas, que tenían en cuenta el costo del transporte y el precio del combustible a sustituir (Fuel-Oil) en San Pablo y otros mercados de Brasil, se acordó un precio 3,57 US\$/10⁶ kcal para el gas puesto en la entrada del ducto, al día de la firma del contrato (17 de Febrero de 1993).

Se estableció además que este precio sería reajustado desde dicho día, en función de una fórmula que tuviera en cuenta el precio de distintos tipos de fuel-oil en el mercado internacional.

En este contrato, existía una llamada "Condición Suspensiva" que especificaba que el contrato tendría eficacia una vez cumplida una condición previa, consistente en la obtención del financiamiento dentro de un plazo de 18 meses a partir de la fecha de firma del contrato.

Sin embargo, dado que, a pesar de haberse cumplido todas las etapas previstas en el Contrato, no pudo conseguirse el financiamiento buscado en el plazo acordado, YPFB y PETROBRAS, suscribieron, en esa fecha, un *Adendum* al Contrato original.

En este *Adendum*, ambas empresas acuerdan adecuar los términos del contrato incluyendo algunos ajustes, entre los cuales se consideran los más relevantes:

- PETROBRAS dispondrá de una participación del 15% en la sección boliviana del Proyecto del gasoducto y de una del 80% en la sección brasileña, estando facultada a ceder a sus socios brasileños e internacionales las participaciones que considere convenientes. YPFB dispondrá de una participación del 85% en la sección boliviana del gasoducto y de una del 20% en la sección brasileña con igual derecho de repartir su participación entre sus asociados bolivianos e internacionales.
- Se reconoce la posibilidad de incrementar el volumen de gas transportado, dependiendo del resultado de los análisis de evolución del mercado brasileño, aceptando que el diámetro del gasoducto podría aumentarse hasta 32 pulgadas, como mínimo.
- En principio, se reconoce que el gasoducto se construirá desde Río Grande/Puerto Suárez (Bolivia), pasando por el Estado de Mato Grosso, hasta llegar a San Pablo (Brasil) en una primera etapa. Los tramos siguientes se construirán una vez que los mercados y el análisis económico y financiero lo permitan.
- Se acuerda dejar sin efecto la cláusula de Confidencialidad del Contrato.
- Se acuerda prorrogar la vigencia del contrato hasta el 17 de Agosto de 1995, estableciéndose un cronograma de actividades que concluye con la suscripción de los contratos de construcción y financiamiento en Julio de 1995.

De acuerdo a la información disponible a Noviembre de 1995, Brasil se encuentra negociando con el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial, préstamos por US\$700 y 800 millones, respectivamente, para financiar la construcción del tramo brasileño del gasoducto.

Asimismo, se informó que PETROBRAS decidió crear una nueva subsidiaria para tratar todo lo relacionado con la construcción de este gasoducto. Esta subsidiaria se crearía a partir de la existente PETROFERTIL (empresa subsidiaria que agrupa a las empresas productoras de fertilizantes, ya privatizadas), mediante el cambio de su razón social.

PETROBRAS, por su parte, ha preparado los pliegos de las primeras licitaciones internacionales para este gasoducto. Una licitación será para el suministro de unas 400.000 toneladas de caños para el tramo comprendido entre Santa Cruz y San Pablo y después hasta el sur a Porto Alegre. Los caños oscilan en diámetro entre 16 y 32 pulgadas. La segunda licitación será para el transporte de los caños a lo largo de la ruta. Para ambas licitaciones, la ruta del gasoducto se dividirá en 13 tramos de una longitud media de 250 km cada una, pudiendo cada compañía cotizar como máximo cuatro tramos para evitar monopolizar el emprendimiento.

Se espera que este gasoducto se encuentre en operación en el año 1997 para abastecer a San Pablo y se finalice, en forma completa, alrededor del año 2002.

B. Central Térmica Puerto Suárez

El proyecto consiste en la construcción de un gasoducto desde Río Grande (Sta. Cruz de la Sierra) hasta Puerto Suárez y de una central termoeléctrica próxima a la localidad de Puerto Suárez, en la frontera entre Bolivia y Brasil. El objetivo para Bolivia es el de generar excedentes económicos y divisas que permitan aumentar el crecimiento del país. Para Brasil, el proyecto contribuirá a atender el incremento de la demanda de energía eléctrica en el área de Mato Grosso.

El gasoducto, de 20 pulgadas de diámetro, tendrá una longitud de 557 km y una capacidad máxima de transporte de 7.000.000 m³.

Se prevé equipar la central con turbinas a gas, instalándose en total una potencia del orden de 450 MW y subestación transformadora de 13,8/230 KV y dos líneas de 230 KV de 1 km c/una.

La inversión total se estima en US\$446,4 millones de los cuales US\$223,5 millones corresponden al gasoducto y el resto a la central térmica.

De acuerdo con el contrato celebrado entre ENDE y ELETROBRAS las cantidades de energía a transferir serían las siguientes: Primer año de operación, 1800 GWh; Segundo año de operación, 2500 GWh; Tercer año de operación, 2500 GWh; y Cuarto año a vigésimo quinto año, 3000 GWh.

La situación actual es en términos generales la siguiente:

- En Agosto de 1988 Bolivia y Brasil acordaron realizar proyectos de integración energética sobre la base del gas natural boliviano; en Julio de 1989 se firmó un contrato de venta de energía eléctrica por el cual Bolivia vendería a Brasil hasta 3000 GWh/año durante 25 años, para lo cual Bolivia debía construir una central termoeléctrica del orden de 450 MW en el área de Pto. Suárez y Brasil realizaría las instalaciones de transmisión.
- La ejecución del proyecto fue encarada por YPFB para el gasoducto y ENDE para la central termoeléctrica, los que han elaborado los estudios respectivos hasta la puesta en servicio de los equipos, trabajos que han sido coordinados con el Banco Mundial y el BID.

- El gobierno de Bolivia, YPFB y ENDE realizaron gestiones para obtener financiamiento, en especial del Banco Mundial, BID Y EXIMBANK del Japón.
- No obstante lo precedentemente expuesto, de acuerdo a la nueva legislación boliviana el proyecto debiera revisarse para ser encarado por la iniciativa privada. Sin embargo, frente al proyecto de gasoducto Bolivia-Brasil, la idea de la construcción de Pto. Suárez está siendo abandonada y por el momento están siendo definidas dos centrales termoeléctricas a gas natural en Mato Grosso do Sul, una en Campo Grande y otra en Corumbá del orden de 400 MW. Adicionalmente, se encuentran en estudio las ampliaciones de Piratininga en 700 MW y de Carioba en 350 MW.

5. GASODUCTO BOLIVIA-CHILE

a. *Gasoducto Bolivia/Argentina-Norte de Chile*

Para el abastecimiento de gas natural al norte chileno, se han contemplado proyectos con origen en Bolivia y la Argentina. En ese sentido, existen dos proyectos alternativos para la utilización del gas boliviano y/o argentino en el norte de Chile.

Estudios realizados en el año 1982 estimaron que la demanda potencial en el norte chileno sería del orden de 2.000.000 diarios en 1995, elevándose a 4.100.000 m³ para el año 2010; en estos volúmenes se incluyen demandas industriales, mineras y de generación eléctrica.

El tendido de un gasoducto desde los yacimientos de Ramos (Argentina) de aproximadamente 830 km, tendría un costo de US\$510 millones. Desde Bolivia se ha pensado en un gasoducto de similares características (1080km), que demandaría una inversión de US\$400 millones.

Una de las mayores dificultades para poder avanzar en el desarrollo de este gasoducto fue la fuerte competencia que representó el carbón chileno en función de los bajos precios del mismo.

Sin embargo, sectores productores privados parecerían estar dispuestos a comprar gas natural para utilizar en sus plantas de generación termoeléctrica. Uno de ellos realizó una oferta para comprar gas boliviano por un total de 2.200.000 metros cúbicos diarios y por un plazo de 15 años, a un precio del orden de 1,80 US\$/10⁶ Kcal, a la entrada del ducto, fijo y pagando por adelantado.

El precio ofertado resultó inaceptable, pero el atractivo de la oferta, para algunos sectores locales, resultaba de la libre disponibilidad por parte del gobierno de la suma de US\$220 millones, que podrían haber sido destinados a financiar el desarrollo de campos gasíferos destinados al mercado brasileño.

Es de hacer notar que en enero de 1995, la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) publicó un trabajo: "Análisis del Desarrollo de la Capacidad de Generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande".

El sector privado en Chile no necesita de la autorización de la CNE, pero en la práctica ésta realiza análisis periódicos de la evolución del sistema para monitorear el desarrollo del sector eléctrico de acuerdo a la legislación vigente. En el trabajo mencionado, la CNE consideró que la alternativa más conveniente de expansión en generación hasta el año 2009 consistía en la instalación de seis grupos turbovapor por un total de 1066 MW y tres turbinas a gas de 43,2 MW de potencia cada una. El estudio no contempló la utilización de gas natural como combustible por falta de antecedentes al respecto. La Comisión recomendó a los interesados en ofrecer GN, proporcionar antecedentes que permitieran a los interesados en generar electricidad, evaluar dicha alternativa frente a la de desarrollo de unidades a carbón.

El segundo gran proyecto en el norte de Chile, sería la utilización de las reservas de gas natural argentino-bolivianas para elaborar gas natural licuado (GNL) para exportar a Japón.

Este proyecto, sin embargo, es excluyente con el proyecto de venta a Brasil, por los volúmenes de gas que deberían comprometerse.

El proyecto es considerado en Bolivia como una segunda alternativa ante un posible fracaso de las negociaciones para la venta al Brasil.

Un segundo punto desfavorable al proyecto de GNL, es el precio que se obtendría por el gas, el que sería inferior al obtenido en las negociaciones con Brasil. En efecto, estudios realizados en 1990, indicaban que para que este proyecto fuera rentable, debería pagarse un precio de 1,59-2,38 US\$/10⁶ Kcal a la entrada del ducto en Bolivia.

Finalmente, los análisis efectuados concluyeron en que para materializar la construcción del proyecto de GNL en Tocopilla (Chile) serían necesarias inversiones del orden de US\$5.000 millones.

6. GASODUCTO BOLIVIA-PARAGUAY

Los gobiernos de Bolivia y Paraguay, por medio de sus presidentes, firmaron un acuerdo preliminar para avanzar en el proyecto de un gasoducto que permita transportar gas boliviano a Paraguay.

El acuerdo estipuló las condiciones para las futuras ventas a través del gasoducto Trans Chaco de una longitud de 846 km. El contrato de venta es un convenio del tipo tome o pague (la cantidad comprometida se paga, aunque no se consuma).

El acuerdo, que incluye precios tentativos y volúmenes estimados, es continuación de una carta de intención firmada por ambos países en noviembre de 1994. A partir de esa fecha, los Ministerios de Obras Públicas y Comunicaciones y de Industria y Comercio de Paraguay, encararon la realización de un estudio a fin de detectar la potencialidad del mercado de este país.

El objetivo del gobierno paraguayo es el de importar gas natural para reemplazar la creciente demanda de madera para calor y generación de electricidad, buscando también su utilización en el transporte y el sector residencial. El estudio realizado mostró que Paraguay podría absorber, en el año inicial, un volumen del orden de 260000 m³ diarios, para pasar a un valor del orden de 1.700.000 m³/día en el quinto año y crecer progresivamente hasta aproximadamente 3.200.000 m³/día al cabo de 20 años.

El proyecto contempla la construcción de un gasoducto troncal, que, partiendo de Vuelta Grande (Bolivia), atravesaría la frontera por el Hito II para llegar a la ciudad de Asunción del Paraguay, con un recorrido de 846 km, de los cuales 744 km serían por territorio paraguayo.

Se contemplan una serie de ramales que, partiendo del gasoducto troncal, abastecerían diversas localidades del interior del Paraguay. Los ramales considerados son: Pozo Colorado-Valle Mi, 290 km; Asunción-Encarnación, 370 km; Asunción-Villeta, 50 km; Encarnación-Ciudad del Este, 30 km; y Asunción-Ciudad del Este, 335 km.

La inversión del gasoducto se calcula en US\$95 millones, a los que deben agregarse US\$50 millones para el sistema de distribución a realizar en Paraguay y US\$ 25x10⁶ para la construcción de 20 estaciones de servicio de gas natural comprimido.

Se estima, en principio, que el gasoducto troncal tendría entre 12 y 14 pulgadas de diámetro y que el precio que pagaría el Paraguay sería 12,6 US\$/10⁶ Kcal.

En la actualidad se analiza extender este gasoducto para abastecer parte del territorio brasileño, por lo que el diámetro se elevaría a 24 pulgadas.

7. GASODUCTO PERÚ-BRASIL

a. Gasoducto Camisea-Río Branco-Porto Velho

En este caso, se trata de dos proyectos con trazas diferentes, para abastecer centrales termoeléctricas en Río Branco y Porto Velho y para alimentar al sector industrial de Porto Velho. En el primer caso, el gasoducto tendría una longitud de 700 km hasta Río Branco, de los cuales 400 km se desarrollarían en Perú y los 300 km restantes en territorio brasileño. En el caso del gasoducto a Porto Velho, la traza por territorio de Brasil tendría una longitud de aproximadamente 700 km.

8. GASODUCTO PERÚ-CHILE

Este proyecto que, partiendo de Camisea, seguiría el recorrido por Cuzco e Ilo para después cruzar la frontera y arribar a Iquique y Antofagasta (Chile), tendría como finalidad abastecer los centros mineros del Sur de Perú y luego los centros mineros del norte chileno.

9. GASODUCTO PERÚ-BOLIVIA

Brasil se presenta como el potencial mayor demandante de gas natural de la subregión y sus necesidades se cubrirán con producción propia e importación de Argentina, Bolivia y en el futuro, Perú.

Los yacimientos de Camisea están ubicados en la parte oriental de la Cordillera de los Andes y no han sido explotados por una serie de razones, fundamentalmente debido a que las reservas se hallan en una zona remota, lejos de cualquier mercado importante que justifique una explotación a plena escala. Esta situación podría cambiar a partir de la construcción del gasoducto Santa Cruz (Bolivia)-San Pablo (Brasil).

En efecto, en estas condiciones, podría construirse un gasoducto entre Camisea y Santa Cruz para llevar hasta ésta el gas peruano, compartiendo posteriormente el gasoducto boliviano-brasileño para abastecer a Brasil.

El gasoducto desde Camisea a Santa Cruz, de una longitud aproximada de 1.300 km y un diámetro de 30 pulgadas, tendría un costo estimado en US\$700 millones. De acuerdo al grado de desarrollo de este proyecto, se considera imposible que el mismo pueda concretarse en este siglo.

GRAFICO X-1
PROYECTOS DE GASODUCTOS
ARGENTINA-CHILE



GRAFICO X-2
PROYECTOS DE GASODUCTOS A BRASIL



XI. FINANCIACION: ROL DEL BID

El listado de proyectos de integración con potencialidad de inversión detectados que tienen un mayor grado de avance en su consideración y que podrían concretarse dentro de los próximos 15 años serían los siguientes:

CUADRO F-1
PROYECTOS POSIBLES DE CONCRETAR EN 15 AÑOS

PROYECTO	INVERSION (10 ⁶ US\$)
A. H. Corpus	3.681
A. H. Garabí	1.789
A. H. Itatí-Itacorá	2.414
A. H. Roncador	3.189
A. H. San Pedro	1.953
Estación Conversora Garabí	224
Interconexión Itaipú-Corpus-Yacyretá	150
Interconexión Rivera-Livramento	34
Interconexión Candiota-San Carlos	142
Interconexión Mendoza-Santiago	42
Gasoducto Gas Andes *	284
Gasoducto Trasandino *	870
Gasoducto Gas Sur *	160
Gasoducto Río Grande-San Pablo	1.860
Gasoducto Paraná-Fray Bentos	80
Gasoducto Salta-San Pablo	2.665
TOTAL	19.537

* Se realizarán 1 ó 2 de estos 3 proyectos

Esto significa que las necesidades de inversión sólo en proyectos binacionales serían del orden de US\$19.537x10⁶ en el período considerado, a lo que habría que agregar US\$1.606 millones para obras complementarias.

Hasta hace 3 o 4 años el financiamiento de estos proyectos se hacía exclusivamente a través de los gobiernos o empresas estatales en base a recursos propios, financiamiento de proveedores y organismos financieros internacionales a los que los gobiernos aportaban las correspondientes garantías. Con el proceso de desregulación y privatización que se está produciendo prácticamente en todos los países de la subregión, salvo parcialmente Paraguay y Uruguay, la responsabilidad de la realización y financiación de los proyectos recae ahora fundamentalmente en el sector privado. Esta situación, que ya se ha puesto en evidencia en el sector energético de Chile, Argentina y está comenzando en Bolivia se extenderá a los otros países de la subregión en corto plazo.

En estos momentos, en países como Argentina y Bolivia, con buena disponibilidad de gas y en virtud de los bajos costos de capital requerido, del orden de 270 US\$/KW instalado, el desarrollo eléctrico se basa en unidades turbogas y no están considerando proyectos hidroeléctricos. El desarrollo térmico está siendo también encarado ahora en Chile, Brasil y Uruguay debido a la posibilidad de importar gas de Argentina y Bolivia. El capital privado ve facilitada su concurrencia debido a los cortos plazos de instalación de

turbogas, 6 meses a 1 año, frente a los 6 años de un proyecto hidroeléctrico mediano o grande. El riesgo técnico en la construcción de una central térmica también es prácticamente nulo frente a los problemas que puede presentar la geología, hidrología, etc. de los hidroeléctricos.

Lo que ocurre en el sector eléctrico es comparable con el sector petrolero o gasífero, donde si bien se requieren elevadas inversiones de riesgo, éstas no alcanzan a las de los proyectos hidroeléctricos. Así, por ejemplo, uno de los gasoductos propuestos por Argentina y Chile, representa una inversión de US\$870 millones pero su realización requiere 2 años. Frente a este caso, un proyecto hidroeléctrico como Corpus requiere US\$3.681 millones y tiene un plazo de ejecución de 6 años. También debe recordarse que no hay experiencia previa ni tradición de operaciones de riesgo en el sector hidroeléctrico en la región, cosa que sí existe en el sector petrolero.

Puede argumentarse que si la rentabilidad es suficientemente atractiva, el capital privado está dispuesto a concurrir, pero no debe olvidarse que la historia reciente de los países latinoamericanos, con inestabilidad política, económica y jurídica, requerirá todavía un cierto período para lograr la total confianza necesaria para estas operaciones.

En este punto es que aparece entonces la conveniencia de la presencia de un actor que otorgue el grado de respaldo que está requiriendo el capital privado, por lo menos durante estos primeros años, para encarar proyectos de largo aliento como los hidroeléctricos. El BID, el Banco Mundial, o FONPLATA, en los países de su área, podrían cubrir este rol al participar en el financiamiento, previo análisis de la operación como es tradicional.

Para poder concretar este tipo de participaciones es conveniente que estas instituciones implementen una dinámica en las operaciones similar a las que ofrece la banca privada. Asimismo, de ser posible, mejorar las condiciones del mercado financiero. El monto de la participación del BID puede ser no tan importante como el respaldo que la institución otorga a las operaciones.

En los proyectos binacionales, la presencia de los gobiernos en las negociaciones no puede obviarse y también es justificable la preocupación del capital privado al tener que entenderse con dos legislaciones diferentes. En estos casos es donde aparece importante el papel catalizador de instituciones como el BID o Banco Mundial que otorgan confianza al inversor. Tratándose de proyectos de integración, el BID podría eventualmente mejorar las condiciones de plazo o tasas del mercado financiero.

La participación del BID en proyectos binacionales ha sido de montos y porcentajes variables. En las operaciones futuras donde la actividad privada tendrá la total responsabilidad de la ejecución, si se consideran participaciones del orden del 20% del costo total, la suma a asignar en los proyectos mencionados al comienzo alcanzaría a US\$4.200 millones.

Otro rol importante es el de garantía de riesgo político de inversiones o exportaciones. El refuerzo y/o creación de organizaciones que cumplan esta función es bienvenido por los financistas privados. En el caso de proyectos binacionales, al ser el BID un organismo afín a los gobiernos puede facilitar este tipo de servicios.

Finalmente, existe un rol que, si bien no está vinculado exclusivamente con proyectos de integración, se considera necesario. Es el fortalecimiento de las instituciones gubernamentales o la creación de organizaciones mixtas entre el gobierno y la actividad privada para desarrollar lo que en Chile se llama Planeamiento Indicativo, es decir estudiar y proponer un programa de desarrollo energético que sirva de orientación a los inversores privados. Este tipo de análisis, que tendería a crear un grupo de proyectos opcionales a nivel de anteproyecto con un análisis económico, ahorraría tiempo y costos al inversor privado que, de otra manera, debe hacer los proyectos finales, pero cuenta con una selección previa y la información básica.

XII. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

A. Introducción

El objetivo planteado en esta parte del trabajo es la descripción y análisis del marco institucional en que se desarrolla la actividad del sector energético en el MERCOSUR-Bolivia-Chile-Perú, así como de las estructuras concretas a que han dado lugar las disposiciones regulatorias y legales vigentes.

En lo que sigue, se expone el escenario de cada país dividido en los rubros de: energía eléctrica, hidrocarburos y gas; se examina la situación del conjunto y se agrega una síntesis comparativa del marco institucional, legal y jurídico de los siete países.

B. Argentina

El sector energético de Argentina ha sido objeto de un cambio profundo, pasando de su estatización casi total a una privatización todavía en marcha, pero que ya ha logrado la mayor parte de sus propósitos.

Se abandona la idea de la energía como un bien capaz de permitir la obtención de objetivos nacionales y, por lo tanto, respondiendo a la planificación y operación por el Estado y, se pasó a la de la energía como una cosa, susceptible de ser sometida a las operaciones del comercio y a las leyes del mercado, entendiendo que por ese camino se logrará el mayor bienestar de la sociedad.

El funcionamiento de las leyes del mercado no puede darse fuera de la libre competencia y es conocido, que tanto en gas como en energía eléctrica, los sectores de transporte y distribución son monopolios naturales, por lo que ha sido necesario crear un marco regulatorio y la correspondiente policía del servicio, a fin de lograr la protección del consumidor como la capacidad de operación de las prestatarias.

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

La ley que establece el nuevo marco regulatorio es la No. 24.065/92 que modifica y amplía la ley No. 15.336/60. Separa la actividad del sector en tres etapas: generación, transporte y distribución. Crea el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), que ejerce la policía del servicio; el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); y la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA).

El MEM es el punto en que converge la oferta de los generadores con la demanda y, por lo tanto, donde se define el precio. La generación térmica concurre en libre competencia, la generación hidráulica y nuclear está sometida a regulación. El "Mercado" se supone geográficamente ubicado en el baricentro de la demanda y a partir de ahí, los precios se corrigen por factores de nodo que tienen en cuenta las pérdidas y la calidad del vínculo.

El MEM tiene tres formas de operar: (i) Mercado a Término. Procede por contrato entre el generador y el distribuidor o gran usuario; (ii) Mercado Spot. El precio se establece de acuerdo al costo marginal de corto plazo (combustible), dependiendo del parque en operación, donde el ingreso de máquinas sigue el orden del costo marginal creciente hasta cubrir la demanda más la reserva. Se remunera además la potencia en función de los costos fijos; (iii) Mercado Estacional. En él pueden comprar los distribuidores. Los precios se definen semestralmente de acuerdo con los períodos hidráulicos: 1 de mayo (invierno) y 1 de Noviembre (verano). Se trata de un precio estabilizado en cada período fijado de acuerdo con lo que se espera suceda en el mismo. Se comparan luego con la realidad del Mercado Spot y se compensan en el período siguiente.

La administración del MEM la realiza CAMMESA, sociedad anónima, sin fines de lucro, e integrada por el Estado y actores del mercado por intermedio de sus asociaciones representantes, con participaciones del 20% cada uno. Los mencionados representantes son: Estado, Secretaría de Energía; Generadores, Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA); Transportadores, Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA); Distribuidores, Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); y Grandes Usuarios, Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA). El transporte y la distribución son actividades consideradas monopólicas y por lo tanto, definidas como servicio público y sujetas a concesión.

Los transportistas tienen la obligación de brindar libre acceso a sus redes, permitiendo la circulación de energía desde la generación hasta los distribuidores y grandes usuarios. No están obligados a expandir la red, pero pueden intervenir en nuevas construcciones. No pueden participar en la comercialización de la energía eléctrica. La remuneración de los transportistas está basada en un sistema de tarifas y proviene de los que utilizan el sistema: generadores, distribuidores y grandes usuarios.

Los prestadores del servicio de transporte son: (i) transportadores entre regiones eléctricas (TRANSENER); (ii) transporte dentro de las regiones (Empresas de Transporte por Distribución Troncal); y (iii) función técnica del transporte (Prestadores no Transportistas, Distribuidores).

Los distribuidores deben cumplir con las disposiciones de su contrato de concesión. No obstante, a las grandes áreas se las ha subdividido adjudicándolas a distintas empresas concesionarias, buscando producir, por lo menos, una competencia por comparación. Están obligados a abastecer toda demanda en su área, en condiciones de calidad establecidas. Su remuneración proviene de la aplicación de un cuadro tarifario, tanto para la provisión de energía como para la utilización de sus redes por grandes usuarios (peaje). Los valores del cuadro se establecen sobre la base de los precios de compra y los costos de distribución mediante proporcionalidades por expresiones pactadas en las concesiones.

2. HIDROCARBUROS

La gran transformación en el campo de los hidrocarburos se realiza sobre la base de la libre disponibilidad del petróleo crudo y sus derivados, por parte de los operadores privados en la venta externa o interna. Con anterioridad, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) era el propietario de todo el crudo que se producía. El otro gran pilar de la transformación del sector fue la privatización de YPF S.A., en la que el Estado retuvo el 20% de las acciones y el sector privado adquiere la mayoría accionaria y el gerenciamiento. Este nuevo ordenamiento atrae la participación del capital privado al sector, que se reorganiza de manera de resultar más productivo.

En lo que se refiere a la exploración y explotación, significó un aumento de la producción de petróleo crudo y gas natural a través de tres principales líneas de acción: (a) la venta de áreas marginales pertenecientes a YPF (aquellas inactivas en los últimos 5 años y con producciones menores de 200 m³ diarios); (b) la posibilidad de las petroleras extranjeras de asociarse con YPF en sus áreas principales; y (c) la licitación de nuevas zonas de exploración (Plan Argentina).

En los sectores de refinación y comercialización, el nuevo marco legal liberó la apertura de nuevas destilerías, nuevas empresas comercializadoras o expendedoras independientes, con nuevas bocas de expendio y libre titularidad, sin más limitaciones para incorporarse al mercado, que el cumplimiento de las reglas de seguridad y ambientales vigentes.

El nuevo régimen de precios permite a cada uno de los actores que intervienen en la cadena de comercialización del crudo y derivados, fijar libremente su precio, de manera que las únicas limitaciones

las marcan los mecanismos del mercado. La intervención del Estado se limita a la fijación del impuesto a los combustibles, en algunos casos diferencial, según el destino final del producto, y para compensar el abastecimiento a zonas geográficamente alejadas.

Las reglas del mercado llevan a los precios a aproximarse al nivel FOB de exportación cuando la oferta del producto es superior a la demanda y, al nivel CIF, importación, cuando sucede lo contrario.

3. GAS

La transformación del sector hidrocarburos comprendió al gas y esos lineamientos le fueron aplicados, teniendo en consideración que el gas es un elemento energético distinto del petróleo, de difícil transporte, y que requiere un sistema de gasoductos y una red de distribución para ponerlo a disposición del usuario. La transformación trató de realizarse minimizando temporalmente los riesgos en el sector de gas. A las empresas distribuidoras y transportistas se les traspasó el derecho a las capacidades existentes.

En el futuro este sector estará organizado sobre la base de mercados libres, a partir de las desregulaciones establecidas, tanto en el corto como en el largo plazo, caracterizándose por ser mercados de productos y de capacidad.

Los servicios de gas fueron divididos verticalmente en transporte y distribución y, dada la condición de monopolio natural de ambos, se los sometió a un marco regulatorio mediante licencias. Se creó además el Ente Nacional Regulador de Gas (ENERGAS), quien sustenta el poder de policía de estos servicios. La empresa estatal monopólica se privatizó en diez compañías para ambos servicios, con la prohibición de integrarse verticalmente. Con referencia al precio, existió un mecanismo de fijación vigente durante año y medio a partir de la desregulación del mercado, de $0,97 \text{ US\$}/10^6 \text{ BTU}$ ($3,85 \text{ US\$}/10^6 \text{ Kcal}$), en el punto de inyección al sistema de transporte. A comienzos de 1994 se liberó el precio del gas en boca de pozo, con las consiguientes repercusiones en las tarifas finales, tanto para el gas natural como para el gas natural licuado, con precios diferenciados para el verano y el invierno.

En el caso de gas natural comprimido para automotores continúa su precio orientado por el Estado, a efectos de estimular la sustitución de otros combustibles.

Mientras el gas natural, dada su característica de elemento energético que requiere un sistema de transporte, se mantenga dentro del comercio interno del país, su precio no necesariamente seguirá la influencia de los precios del crudo. Sin embargo, un número importante de proyectos de transporte de gas en el Cono Sur, de realizarse, harán que se desarrolle una dependencia más notable entre los precios de ambos energéticos y aún sobre la planificación de las interconexiones eléctricas.

C. Bolivia

A partir de 1985 Bolivia ingresa en un modelo de economía de mercado, donde el actor protagónico del proceso de inversión es el capital privado.

Dentro de esta política se realiza una reestructuración profunda del sector energético, que abarca las tres áreas aquí en consideración: se dicta la ley de Electricidad No. 604 y la estructura reglamentaria correspondiente; y se pone en marcha el denominado programa de capitalización de las empresas del Estado, ya realizado con respecto a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y en vías de realización en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

En Bolivia, dentro del servicio público eléctrico han convivido los sectores público y privado, tanto en la generación como en el transporte y la distribución de energía. Los principales actores fueron: la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE); la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE); y la Cooperativa Rural de Electricidad (CRE).

Según el ordenamiento dado por la nueva ley, las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional, deberán estar desagregadas en empresas de generación, transmisión y distribución. Dentro de la división por actividad los servicios de distribución son prestados por concesión y la totalidad de la industria se regirá por principios de eficiencia, transparencia, calidad, adaptabilidad y neutralidad.

La Secretaría Nacional de Energía (SNE) dentro del Ministerio de Hacienda y Desarrollo Económico (MHDE), elabora las políticas, preparando un Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Planes Indicativos para los Sistemas Aislados. Asimismo, se crea un organismo de regulación denominado Superintendencia de Electricidad.

Se crea también, el Mercado Eléctrico Mayorista, con semejanzas importantes con el Mercado Argentino. Se compone de un Mercado de Contratos y un Mercado Spot. En el primero, la contratación es libre en duración, condiciones y precio y, en el segundo, se opera con precios marginales de corto plazo. El encargado de la operación técnica y comercial es el Comité Nacional de Despacho de Cargas (CNDC). Los distribuidores deben comprar en el Mercado de Contratos no menos del 80% de su potencia de punta y de la energía requerida. Las empresas generadoras no podrán ser titulares de más del 35% de la capacidad del SIN. El CNDC coordinará también las operaciones Spot que surjan de los contratos internacionales de interconexión.

El transporte en el SIN opera bajo la modalidad de acceso abierto. Esto permite a toda persona individual o colectiva que realice actividades en la industria eléctrica o consumidor no regulado (grandes consumidores), utilizar las instalaciones de las empresas de Transmisión, sujeto al pago correspondiente.

La expansión del Sistema de Transmisión es responsabilidad de los usuarios que la ocasionen, debiendo éstos acordar la modalidad de su financiamiento o pago con el Transmisor, previa autorización de la Superintendencia de Electricidad. El Transmisor no podrá comprar energía para venderla a terceros.

Requieren concesión de Servicio Público en el nuevo ordenamiento, la distribución y las actividades de la industria eléctrica que sea desarrollada en forma integrada en sistemas aislados.

Requieren licencia la generación cuando la potencia es superior a 300 kw, la transmisión y la transmisión asociada a la generación.

Como resultado de la aplicación del nuevo escenario jurídico, a partir de los activos y derechos del ENDE, que cubría el 80% de la demanda de servicios eléctricos del país, se crean tres sociedades de economía mixta encargadas de generar electricidad, que se ofrecen por licitación al sector privado, para su capitalización hasta el 50% del capital actual y su gerenciamiento. Esta licitación se adjudicó a tres empresas norteamericanas. Se pone en marcha por medio de éste y otros medios la adaptación de la industria eléctrica boliviana a la nueva estructura y se establecen como compañías de distribución: La Paz, CRE (Sta. Cruz), ELFEC (Cochabamba), etc.

2. HIDROCARBUROS

El sector hidrocarburos en Bolivia es de gran importancia para el país. La exportación de gas natural ha generado en el orden del 25% de las divisas provenientes de las exportaciones, y las transferencias de YPFB al Tesoro han contribuido con más del 50% de los ingresos del Gobierno Central.

La legislación vigente establece que los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado físico en que se encuentren o forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Le corresponde también la exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados.

La exploración de todo el territorio nacional y la subsiguiente explotación está asignada exclusivamente a YPFB. Las fases de refinación, transporte y comercialización podrán ser ejecutadas por YPFB y por personas jurídicas de derecho privado, de acuerdo a la reglamentación que se dicte al respecto.

YPFB podrá ejecutar todas las fases de la industria de hidrocarburos por sí o a través de terceros, por medio de contratos de operación, contratos de asociación y sociedades de economía mixta, aprobados por Decreto Supremo. YPFB negociará los citados contratos o su participación en sociedades de economía mixta, directamente o mediante invitación pública internacional. En los casos de transportes los contratos de operación podrán prever que el contratista financie y construya para YPFB las instalaciones de transporte por ductos consideradas como necesarias.

Como se expresó más arriba, la comercialización corresponde al Estado y dentro de su definición está comprendida la distribución desarrollada por YPFB por sí misma o mediante licitación o invitación pública de acuerdo a la reglamentación que se dicte al respecto. Los contratistas podrán disponer para la exportación de los volúmenes de petróleo que les correspondan de acuerdo al contrato que hayan suscripto, con la sola excepción de abastecer al mercado interno, cuando así lo requiera la autoridad competente.

Cabe señalar que se están llevando a cabo modificaciones importantes en el sector petróleo. Dentro del programa capitalización de las empresas del Estado, en 1996 se va a llamar a licitación para la capitalización de YPFB en cinco compañías diferentes: dos dedicadas a exploración y producción y otras tres a transporte, comercialización y servicios.

3. GAS

La política que propician los sectores bolivianos interesados en el área, es la de convertir a Bolivia en el centro de distribución de gas argentino y boliviano en el Cono Sur, dentro de un verdadero programa de integración energética regional. En este momento, mientras el contrato de exportación de gas a la Argentina se prorroga por lapsos relativamente cortos, Bolivia busca lograr acuerdos para colocar gas en el mercado brasileño.

Por otra parte, Bolivia también apunta a desarrollar su mercado interno de manera de sustituir combustible líquido y biomasa, para lo que se requiere un marco legal adecuado dado el carácter de servicio público, que como los de energía eléctrica, tiene carácter de monopolio natural.

La legislación vigente, establece, como para los demás hidrocarburos, que los yacimientos son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. La exploración, explotación, transporte y comercialización corresponde al Estado, quien ejerce esas actividades por intermedio de YPFB. Esta podrá realizar todas las fases de la industria por sí o través de terceros mediante la celebración de contratos de operación y de asociación o por la participación en sociedades de economía mixta. YPFB negociará los citados contratos o su participación en dichas sociedades, directamente o mediante invitación pública internacional.

En cuanto a la comercialización del gas natural en el mercado interno, la ley establece que debe ser realizada por YPFB, por personas jurídicas de derecho privado nacionales y/o extranjeras. Las concesiones se entregan sólo por licitación pública a empresas con solvencia económica y financiera y que garanticen la ejecución de las obras dentro del plazo requerido en la convocatoria. Esta última se hará mediante el régimen establecido por el MHDE.

D. Brasil

El Brasil está desarrollando una política que busca equilibrar los graves problemas y estrangulamientos coyunturales y experimenta un proceso de retorno del crecimiento, con mayor integración mundial y regional (MERCOSUR), avanzando en un proceso de desregulación y modernización de su estructura.

Dentro de esta línea, las medidas más importantes son el proceso iniciado para la privatización del sector eléctrico y particularmente la reforma constitucional que eliminara el monopolio de PETROBRAS en la explotación petrolera.

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

El sector eléctrico brasileño es predominantemente hidroeléctrico y tiene en el Código de Aguas, el marco regulatorio referente al uso de la misma y a las actividades de la industria eléctrica, siendo el Estado Federal el poder concedente. Este y los Estados a través de sus empresas prestaban el servicio con carácter monopolístico. La legislación posterior (1993) abrió las concesiones a empresas brasileñas y luego en 1995, una nueva ley lo ha ampliado para favorecer la terminación de obras iniciadas e inducir a nuevas inversiones privadas en el sector, pudiendo concesionarse las obras de generación hasta por 35 años. La propiedad de los concesionarios es resoluble y a partir de las leyes mencionadas, se pone especial énfasis en el otorgamiento de concesiones tanto para la generación como para la transmisión y distribución de energía eléctrica y en las obras paralizadas por problemas económico-financieros.

También se establece una nueva modalidad tarifaria, pudiendo revisarse las mismas si se altera el equilibrio económico financiero del contrato. Se pasa así del servicio por costo (Códigos de Aguas), al servicio por precio licitado.

ELETROBRAS administra al Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica (SINTREL), teniendo como fin asegurar un servicio adecuado y garantizar la estabilidad financiera de las empresas. Por otra parte, se ha establecido el libre acceso al SINTREL, inclusive a los sistemas de distribución. La estructura de servicio se compone de ELETROBRAS que es un *holding* empresario propiedad del Estado Federal y en su actividad tiene el carácter de una empresa integrada (generación, transmisión y distribución); Itaipú Binacional generadora; y los Estados con Empresas propias o con participación de ELETROBRAS y la actividad privada, la que se desea que vaya tomando mayor participación en los servicios para lo que se está desarrollando una política conducente a ese objetivo.

La autoridad política sectorial y de regulación la realiza el Ministerio das Minas e Energía, dentro del cual la DNAEE efectúa la fiscalización. Algunos de los Estados tienen Secretarías de Energía o Consejos de Energía.

2. HIDROCARBUROS

El marco jurídico constitucional hasta hace poco vigente en el país, establecía el monopolio estatal del petróleo en todas las actividades de esa industria, con excepción de la distribución. Ese monopolio alcanzaba al transporte marítimo del petróleo crudo de origen nacional y a los derivados básicos, como al

realizado por medio de ductos. La totalidad de esta actividad monopolizada le era encomendada a PETROBRAS y en consecuencia no se otorgaban concesiones. PETROBRAS es un holding empresario propiedad del Estado Federal, integrado verticalmente: exploración y producción de petróleo; importación de petróleo y derivados; refinación, transporte y distribución.

Entre las actividades encomendadas a PETROBRAS y de interés en este análisis están: (a) promover políticas de precios realistas, que preserven el equilibrio económico-financiero de los agentes del sector; (b) diferenciar los precios de los derivados del petróleo y del alcohol carburante; y (c) analizar y proponer formas de atraer la participación de capitales privados en el sector petrolero, en aquellas actividades que sean permitidas o que en el futuro puedan ser permitidas (Enmienda del art.177 de la Constitución).

Recientemente, como se dijo, se ha eliminado el monopolio PETROBRAS mediante la enmienda del art. 177 de la Constitución Federal, pero todavía no se ha sancionado la ley que reglamenta esta decisión y fija el marco de participación del capital privado. Hasta ahora el sector privado se dedica a la distribución y comercialización de derivados de petróleo y a la producción y comercialización de alcohol para uso automotor, pero a partir de ahora se abrirían grandes posibilidades para actuar en todas las etapas de la explotación de los hidrocarburos.

La autoridad política sectorial y de regulación es el Ministerio das Minas e Energía. Algunos Estados, asimismo, tienen Secretarías de Energía o Consejos de Energía.

3. GAS

La propiedad de los recursos gasíferos es del dominio exclusivo del Estado, el que puede conferir su exploración y explotación mediante concurso público a personas jurídicas idóneas.

La distribución de gas es hecha en forma directa por el Estado Federal a través de PETROBRAS o por concesiones otorgadas a empresas estatales.

La enmienda del art. 177 de la Constitución, ha eliminado también este monopolio pero aún no ha sido dictada la ley reglamentaria. La nueva situación autoriza al Estado Federal, en materia de transporte de gas por ductos, a contratar con empresas privadas la realización de esta operación de acuerdo a las condiciones que la ley establezca.

El *holding* del Estado Federal, PETROBRAS, se ocupa de la exploración, producción y transporte de gas. Los Estados tienen facultad para otorgar concesiones de distribución de gas por redes. Por la enmienda del art. 25 de la Constitución, estas concesiones pueden ser en favor de privados.

La autoridad política sectorial es el Ministerio das Minas e Energía. Algunos Estados tienen Secretarías de Energía o Consejos de Energía.

E. Chile

Este país fue líder en la transformación económica entre los países del Cono Sur, y ha consolidado el papel preponderante de la actividad privada, como motor del desarrollo energético.

La desregulación y privatización del sector le ha dado excelentes resultados y el modelo está siendo estudiado entre los países de América Latina y el mundo entero.

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

El sector eléctrico en Chile, a causa de su estructura geográfica, se ha desarrollado a través de cuatro sistemas independientes: en el norte, el denominado Sistema Interconectado del Norte Grande (SING); en el centro del país, el denominado Sistema Interconectado del Centro (SIC), donde se concreta el 80% de la potencia total instalada en el país; y los otros dos sistemas que corresponden al sur y son aislados: el de Aysén y el de Magallanes.

Las empresas del sector eléctrico se han desarrollado en tres áreas: generación, transmisión y distribución, cuya propiedad es privada, excepto por la participación estatal de ENDESA, y con EDELNOR S.A. en el SIC y de EDELAYSEN S.A. en generación, transmisión y distribución en la región de Aysén.

El marco institucional fue establecido en 1982. Sus disposiciones atienden a los siguientes pautas: la transacción de la energía eléctrica es considerada como una actividad económica más; los servicios eléctricos son prestados por empresas concesionarias; las concesiones eléctricas sólo podrán otorgarse a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas en conformidad a las leyes del país; y las concesiones eléctricas dan el derecho de imponer las servidumbres para la construcción, establecimiento y explotación de las obras eléctricas.

Las concesiones definitivas son otorgadas por Decreto Supremo del Presidente de la República y del Ministerio del Interior. No están sometidos a concesiones: las centrales productoras de energía que no sean hidroeléctricas, las líneas de transmisión que no sean servicio público y las líneas de distribución destinadas al alumbrado de las calles, plazas, etc.

Institucionalmente, la Comisión Nacional de Energía (CNE), hace la planificación indicativa y coordina las grandes inversiones, formula la política y el cálculo de precios. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), es la autoridad de aplicación y fiscalización de las empresas eléctricas. Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) son dos, correspondientes al SING y SIC, integrados por los generadores y los dueños de las líneas de transporte, compuestos por un Directorio y una Dirección de Operación. Estos tienen por fin planificar la operación de corto plazo y la esperada para el mediano y largo plazo, calcular los costos marginales e instantáneos de la energía eléctrica, y determinar y valorizar las transferencias entre los integrantes del CDEC.

En la generación existe libre entrada, salvo para las centrales hidroeléctricas que requieren concesión. Hay 11 compañías de generación, de las cuales tres: ENDESA, CHILGENER y COLBUNSA producen el 85% de la energía del país. ENDESA a su vez, tiene la concesión del desarrollo de la mayoría de los recursos hidroeléctricos. Para la expansión de la capacidad de generación las empresas compiten por la aprobación ante el SEC, que selecciona proyectos de acuerdo a los programas de inversión de menor costo.

En el transporte de energía eléctrica no existe monopolio legal, pero, si se utilizan sistemas de transmisión que tienen concesión de servicio público, se debe aceptar el acceso de terceros, pagando éstos el correspondiente peaje.

La distribución de energía eléctrica reúne la condición de servicio público, la ley considera su carácter de monopolio natural e impone a las prestadoras la obligación de la prestación. Requiere concesión.

Se ha creado un sistema de precios de transferencia entre generadores, transportistas y distribuidores de la siguiente forma: (a) entre generadores se basa en el costo marginal de corto plazo; (b) en el uso compartido del transporte, en el costo marginal de corto plazo o un incremental medio o en el convenido entre la partes; (c) el precio de venta del generador al distribuidor es el promedio de los costos marginales de corto plazo del generador más los costos marginales de transmisión; y (d) el precio al público es el

precio de nodo más el costo marginal de largo plazo del distribuidor, considerando las condiciones de una empresa modelo, más un margen standard que incluye costo de inversión, operación, pérdidas y administración y cobranza.

No obstante lo anterior, la situación real del mercado no corresponde a la situación ideal supuesta en la ley eléctrica, ya que ENDESA es propietaria de un 60% de la capacidad de generación, del aprovechamiento de la mayor parte de los recursos hidroeléctricos instalada en el país y de casi la totalidad de los sistemas de transmisión del SIC, los que son operados por su filial TRANSELEC S.A, quien paga arriendo a ENDESA por sus activos de transmisión. Esto crea condiciones de mercado que no satisfacen a otras empresas y ha llevado a la autoridad al análisis de esta situación dentro del perfeccionamiento de la ley eléctrica, lo que está siendo desarrollado por la CNE. Los esfuerzos realizados por separar los mercados de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y de actividades anexas, están reflejados en parte, por la creación de las filiales de ENDESA de transmisión e ingeniería TRANSELEC e INGENSESA.

2. HIDROCARBUROS

Como se expuso con anterioridad, el petróleo es el elemento de mayor responsabilidad en la matriz energética de Chile, en la que participa en un orden del 40%. La producción nacional es de aproximadamente el 10% del consumo interno y el país debe importar la diferencia. La producción nacional desde 1982 vive un período de declinación dado que después del descubrimiento de Costa Afuera en el Estrecho de Magallanes, no se ha producido otro que cambie la tendencia. Esta declinación se ha visto amortiguada por el descubrimiento de nuevos yacimientos y las extensiones de los actuales. En conocimiento de esta realidad se han intensificado las tareas de exploración, las nuevas tecnologías de recuperación asistida y las labores de exploración y explotación en el extranjero.

La Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), así como sus filiales RPC S.A. y PETROX S.A., en refinación, EMALOCO Ltda., en almacenamiento y SIPETROL S.A, en exploración y explotación en el exterior, constituyen la base de esta actividad.

La legislación vigente establece que el dominio de los yacimientos de hidrocarburos y demás elementos y compuestos químicos que los acompañen, pertenecen al dominio del Estado. Los derechos y funciones que corresponden a éste, respecto de la exploración y explotación de los yacimientos son ejercidos por ENAP.

Esta podrá suscribir en representación del Estado contratos de operación para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, los que no constituirán concesiones, ni conferirán ningún derecho sobre los hidrocarburos ni facultad de apropiación o aprovechamiento de los mismos. ENAP está facultada, con la anuencia del contratista, a abonar la retribución que corresponda a este último, mediante la entrega de hidrocarburos, sin previa autorización del Ministerio de Minería. En este caso, el contratista podrá exportar los hidrocarburos sin sujeción a normas que rijan las exportaciones.

ENAP puede refinar petróleo, sin que ello le esté reservado exclusivamente. En el país existen dos refinerías: la Refinería de Petróleo de Concón S.A. (RPC) y PETROX S.A. de Concepción. Ambas son filiales de ENAP, la que dispone además de una planta de *topping* en Magallanes.

ENAP, RPC y PETROX se encargan de la distribución primaria de derivados de petróleo y GLP abasteciendo el 92% del mercado a través de ventas directas a grandes consumidores y de compañías distribuidoras. Desde 1982, los derivados del petróleo quedaron con precios libres con la única excepción del GLP de las Regiones XI y XII.

En cuanto a negociaciones internacionales, es conveniente mencionar que el oleoducto entre Argentina y Chile fue construido y actualmente operado sin que las negociaciones previas hubiesen requerido aprobaciones o tratados especiales.

La Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), es el organismo facultado para fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, normas técnicas sobre producción, almacenamiento y transporte y distribución.

3. GAS

En Chile se utiliza como agentes energéticos tres tipos de gas: gas natural; gas manufacturado (destilación de carbón, *cracking* de derivados de petróleo y biogas); y gas de coquerías y alto horno.

La legislación básica con respecto al gas es de 1931 y fue modificada principalmente en 1989, con anteriores ajustes en 1975, 78 y 85. Estas normativas se encontraban incompletas, sobre todo ante el desafío de la importación de gas de Argentina y por la necesidad de implementar un marco regulatorio moderno, tendiente a facilitar los proyectos del área dentro de un mercado abierto y competitivo. En 1995 esta legislación se complementa con el reglamento que rige las concesiones para distribución y transporte de gas.

De acuerdo a esta última normativa, el Estado tiene a su cargo únicamente la supervisión y control de las empresas de gas y del cumplimiento de la ley.

El cuerpo legal vigente establece un régimen de concesiones para la distribución y transporte de gas, otorgados por Decreto del Presidente de la República, previo informe al SEC. Las concesiones podrán ser provisionales o definitivas. La solicitud de las mismas deberá presentarse ante la SEC.

Las concesiones provisionales otorgan derecho a solicitar a la autoridad judicial competente, permiso para efectuar las mediciones y estudios necesarios para preparar el proyecto definitivo de la obras requeridas para la concesión.

Los interesados en prestar los servicios públicos de transporte y distribución de gas deberán contar con una concesión definitiva que los autorice: a prestar tales servicios; y a construir, mantener y explotar la infraestructura necesaria a esos efectos. Estas concesiones se otorgan por plazo indefinido.

La concesión no es monopólica y puede otorgarse más de una concesión de distribución o de transporte de gas con relación a una misma zona geográfica o para idénticos puntos de origen y destino, respectivamente.

En cuanto a las concesiones de transporte deben operar bajo el régimen de "acceso abierto", entendiéndose por tal el ofrecimiento de los servicios en igualdad de condiciones económicas, técnicas y de información, respecto de la capacidad de transporte disponible.

En lo referente al intercambio entre países no existen normas que se opongan al desarrollo de esta actividad.

El Ministerio de Minería es el órgano de política, normativa y fiscalización del sector, la CNE es la institución encargada de establecer las políticas, y el control de seguridad de las instalaciones es efectuado por la SEC.

F. Paraguay

Su desenvolvimiento en el campo energético está condicionado hasta el presente, por la carencia de petróleo y gas. Sus fuentes propias son la biomasa y la hidroelectricidad. Esta última se presenta en una medida extraordinaria valorada en absoluto y particularmente considerada frente a las necesidades del país.

Tanto la actividad en el campo de la energía eléctrica como del petróleo se han desarrollado en forma monopólica, si se exceptúa en esta última la comercialización de derivados y la exploración.

Sin embargo, en este momento se están proponiendo ideas y analizando posibilidades de una mayor apertura, algunas de las que ya han alcanzado el estado parlamentario.

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

En el campo de la energía eléctrica Paraguay tiene un monopolio de derecho, que no existe en los demás países en consideración. El mismo se ejerce a través de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Esta es una empresa autárquica y descentralizada, que opera en forma integrada: genera, transporta y distribuye. Itaipú Binacional y el Ente Binacional Yacyretá (EBY), son dos empresas generadoras de las cuales ANDE forma parte.

La energía generada por la central paraguaya de Itaipú se exporta actualmente en su mayor parte a Brasil y la totalidad de la generada por Yacyretá se exporta a Argentina. Esta situación va cambiando a medida que crece la carga en Paraguay. La compra-venta internacional de energía es realizada por ANDE con autorización de la autoridad competente. ANDE, como está implícito en lo expuesto, opera la red y presta los servicios no estando previsto en su ley orgánica el otorgar concesiones. Solamente puede delegar la distribución en localidades adonde no llegan sus servicios, la delegación debe ser aprobada por la mayoría de su Consejo de Administración, firmando entonces un contrato *ad-referendum* del Poder Legislativo. Asimismo, de acuerdo con el Art. 7, ANDE fomentará la iniciativa privada tendiente a satisfacer el abastecimiento eléctrico cuando convenga al interés nacional.

Dentro de este marco, ANDE tiene concesionada la distribución de Villarico y está en vías de aplicación el sistema de construcción, operación y mantenimiento de líneas de 66 KV con opción a compra a los 15 años.

De acuerdo con la ley, ANDE realiza su propia fiscalización. La autoridad política sectorial es el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones. Actualmente se está analizando la posibilidad de cambios en la estructura del sector, con el objetivo de abrirlo a una más amplia cooperación del capital privado.

2. HIDROCARBUROS

Paraguay, uniformemente con los demás países de la Región, consagra el dominio directo, imprescriptible e inalienable del Estado sobre estos recursos. La Constitución autoriza al Gobierno a otorgar concesiones a personas o empresas públicas o privadas, mixtas, nacionales o extranjeras, para la prospección, exploración y explotación de yacimientos.

Hasta el presente no se ha encontrado petróleo en territorio paraguayo. Parte de la prospección está en manos de empresas privadas, también la empresa del Estado PETROPAR actúa en esta área.

Ante esta situación, la actividad en el sector consiste fundamentalmente en la importación, refinación y comercialización del petróleo. PETROPAR tiene la exclusividad de la importación del petróleo crudo, gas-oil, nafta común y super y de la exportación del petróleo crudo y derivados. Por otra parte, es la única entidad autorizada por el Gobierno a refinar petróleo, todo lo que en la práctica equivale a un monopolio de hecho.

Si bien el Estado puede otorgar concesiones a terceros, para el transporte por ductos está solamente autorizado PETROPAR. El transporte fluvial es realizado por embarcaciones de la flota mercante del Estado, habiendo disponibilidad de tanques, y sólo excepcionalmente en barcos privados, preferentemente nacionales. El transporte marítimo de petróleo crudo es efectuado en su totalidad por navíos extranjeros.

La comercialización está parcialmente en manos privadas, actuando en ella también PETROPAR.

PETROPAR es una empresa del Estado Nacional, cuya autoridad política sectorial y de regulación es el Ministerio de Obras Públicas y de Comunicaciones. PETROPAR a su vez, controla a los entes empresarios del sector. Con el propósito de comenzar una apertura al capital privado, existe en este momento en Paraguay una ley con media sanción de la Cámara de Diputados que reglamenta las concesiones a empresas privadas o públicas de acuerdo a la Constitución Paraguaya de 1992.

3. GAS

Rigen para este elemento energético las mismas prescripciones constitucionales expuestas en el punto para hidrocarburos.

Hasta el presente Paraguay carece de gas natural y comercializa a través de empresas privadas gas licuado de petróleo (GLP), que en parte genera en sus instalaciones PETROPAR y el resto se importa libremente.

Asimismo, el país ha emprendido negociaciones con Bolivia para adquirir gas natural y existe también la posibilidad de comprarlo a Argentina, de su cuenca noroeste.

G. Perú

A partir de 1990 Perú encara decididamente la transformación de su economía, pasando de un régimen de estatización, proteccionismo y sustitución de importaciones, a un régimen de liberalización que propicia la inversión y actividad privada, el ingreso de capitales extranjeros y lleva al quehacer económico a desenvolverse según las leyes del mercado.

Esta política llega al campo energético produciendo transformaciones institucionales y legales que crean nuevas organizaciones administrativas y de operación empresaria, modifican la relación entre empresas y de estas con los mercados, reservándose el Estado para sí el poder regulador en aquellos aspectos que lo considera necesario, atendiendo a mantener las condiciones adecuadas para un buen desenvolvimiento empresario, como a la defensa de los intereses generales y de los consumidores, planteando el derecho a la información sobre bienes y servicios que se encuentran a su disposición en el mercado (art. 65 de la Constitución Peruana de 1993).

Con el fin de incentivar la inversión extranjera, el Gobierno ha promulgado y continúa estableciendo una serie de mecanismos de garantías de las inversiones como ser la adhesión al MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency) del Banco Mundial. Finalmente, los decretos legislativos 552 y 757 ofrecen a los inversionistas nacionales y extranjeros: estabilidad tributaria; estabilidad en la libre disposición de moneda extranjera; estabilidad en la equidad del tratamiento legal o no discriminación; estabilidad de régimen de contratación de trabajadores; y estabilidad de regímenes especiales orientados exclusivamente a la exportación.

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica llega a Perú a fines del siglo pasado y hasta los años 70 es manejada por empresarios privados. En ese momento, se estatizan las empresas, situación que se mantiene por veinte años. Finalmente, a comienzos de los años 90 el Gobierno, en su deseo de corregir la situación, promulga la Ley 25844 de Concesiones Eléctricas y las leyes de Promoción de la Inversión Privada. Estas promueven la participación del empresariado privado en el sector, bajo la concepción de los negocios eléctricos en generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, regidos por las reglas del libre mercado y sin restricción alguna.

A la fecha, se han formado tres comités especiales de privatización en el sector eléctrico (CEPRI), correspondientes a las empresas ELECTROPERU, ELECTROLIMA y la empresa de Generación Térmica de Ventanilla. El primer éxito obtenido ha sido con la privatización de la distribución de Lima Metropolitana. Próximamente, se constituirán los CEPRI para la privatización de las otras empresas del sector.

Entre las modalidades de transacciones eléctricas definidas por la Ley se destacan:

- Mercado Libre, para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 1 MW y las empresas suministradoras que pueden ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado.
- Mercado Intergeneradores, conformado por las empresas generadoras integrantes de un sistema eléctrico interconectado, cuyo despacho de carga es efectuado por un Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Las operaciones se realizan al costo marginal correspondiente a la operación real del sistema en el período de la transacción.
- Mercado de Oportunidad (Spot), para transacciones puntuales, realizadas en circunstancias de demanda y/u oferta no previstas. Las condiciones de contratación son libres entre las partes sin intervención del Estado.
- Mercado de Servicio Público, destinado actualmente a clientes con consumos menores a 1 MW. Los precios máximos son fijados por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), a partir del costo marginal de corto plazo de la generación y el valor agregado de transmisión y distribución de los correspondientes sistemas sobre la base de costos standard.

2. HIDROCARBUROS

En cuanto al sector hidrocarburos, si bien se mantiene la propiedad estatal de los yacimientos, la sanción de la Ley Orgánica de Hidrocarburos No. 26221 del 19 de Agosto de 1993 importa una nueva apertura a las inversiones extranjeras; mediante la cual el Gobierno, por intermedio del Ministerio de Minas y Energía ha permitido reiniciar las actividades de exploración de hidrocarburos, tanto en las áreas que ya se encontraban bajo contratos de servicios como en los nuevos emprendimientos a contratar.

La ley establece como objetivo primordial el desarrollo de las actividades sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica. La ley otorga a PERUPETRO S.A. la propiedad sobre los hidrocarburos extraídos a fin de que ésta celebre Contratos de Licencia (exploración y explotación) o Contratos de Servicios (explotación). Lo importante es que los hidrocarburos que correspondan a los contratistas serán de libre disponibilidad, pudiendo industrializarlos y venderlos tanto en el mercado interno como exportarlos, en ambos casos se tiene asegurada la libre disponibilidad de las divisas.

Se establece como autoridad de aplicación de la ley al Ministerio de Energía y Minas, el que además de elaborar, aprobar y aplicar la política del sector, dictará las normas reglamentarias pertinentes.

PERUPETRO S.A., creada como empresa estatal por la misma ley, tiene por objeto la promoción de las actividades de exploración, explotación, industrialización y comercialización, las que en todo caso deben ser ejecutadas por terceros.

Con respecto a los contratos vigentes a la fecha de sanción de la ley, se establecen las pautas para su adecuación a las normas de la ley, mediante su renegociación.

3. GAS

Para este sector se destaca que la Ley constituye en servicio público la distribución de gas natural por redes, delegando en el Ministerio de Energía y Minas el otorgamiento de las concesiones de distribución, y facultándolo a dictar las normas regulatorias de esa actividad.

4. NORMAS LEGALES

Para mayor información, se detallan los antecedentes legales considerados en el trabajo y seguidamente se agregan las planillas con el análisis pormenorizado de los aspectos institucionales, legales y elementos regulatorios de la legislación energética del Perú:

- Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado del 27/09/91.
- Ley 25844 de Concesiones Eléctricas del 6/11/92.
- Decreto Supremo 09/93 de Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Resolución Suprema 117/93 PCM de Comités Especiales que llevarán adelante el Proceso de Promoción de la Inversión Privada en ELECTROPERU y ELECTROLIMA, del 25/03/93.
- Decreto Legislativo 662 del Régimen de Estabilidad Jurídica a las Inversiones Extranjeras del 2/9/91.
- Decreto Legislativo 758 de promoción de Inversiones Privadas en la Infraestructura de Servicios Públicos del 13/11/91.
- Decreto Legislativo 189/92 PCM de Reglamento de las Inversiones Privadas en Obras de Infraestructura y en Servicios Públicos del 17/11/92.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos, No. 26221 de fecha 19 de Agosto de 1993.

H. Uruguay

El sector energía ha operado en Uruguay siempre dentro de una estructura monopólica, a excepción de la distribución de los derivados del petróleo, que se ha efectuado simultáneamente por la empresa estatal ANCAP y privados contratados por ella. Esta también regula las bocas de expendio.

En el área de la energía eléctrica donde legalmente son posibles las concesiones, el monopolio se mantuvo de hecho. Las corrientes de pensamiento que propician la liberación de los mercados, que en este momento son adoptadas por muchos países, entre ellos la mayoría de los que componen el Cono Sur, no encuentran amplia acogida en el Uruguay. No obstante ello, una ley de marco regulatorio que abriría la participación de la iniciativa privada en el campo de la energía eléctrica se encuentra en el Parlamento estimándose una pronta concreción.

1. ENERGÍA ELÉCTRICA

La legislación uruguaya establece que las actividades de la industria eléctrica (generación, transmisión, distribución, exportación e importación), constituyen un servicio público que está sometido al control técnico y económico del Poder Ejecutivo. Se prevé, sin embargo, la posibilidad de que el mismo pueda otorgarse mediante concesión a empresas eléctricas que tendrían exclusividad en el área que se les asigne. La auto producción de energía eléctrica es libre, sujeta a autorizaciones y concesiones. Este último requerimiento es sin embargo indispensable, en el caso de que la fuente primaria sea hidráulica. La generación de origen nuclear queda reservada al Estado.

Históricamente, el servicio público de electricidad está confiado a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), ente autónomo del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio, el que en la práctica ejerce un monopolio de hecho. No hay experiencia alguna de concesión del servicio de energía eléctrica.

El Despacho Nacional de Cargas es operado por UTE y trabaja en estrecha relación con CAMMESA (Argentina), en razón de la interconexión en Salto Grande, como de un tratado más amplio de interconexión existente entre ambos países, que les permite intercambiar energía de otras fuentes además de la del aprovechamiento hidroeléctrico mencionado.

Esta actividad de exportación e importación de energía le está autorizada por su ley orgánica a UTE, que establece como competencia del ente la compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con los convenios de interconexión internacional existentes o que se firmen en el futuro. Este tipo de conexiones deben ser aprobados por el Poder Ejecutivo.

La variedad de posibilidades de importaciones y exportaciones de energía eléctrica que tiene Uruguay dentro del MERCOSUR, las tratativas avanzadas con Argentina para entrar en el mercado Spot de ésta, las exigencias de reciprocidad de ésta última, y la necesidad de transparencia en los precios, indican la posibilidad de mayor apertura del monopolio de UTE. Una prueba de ello es que ya se encuentra en el Parlamento un proyecto de ley de marco regulatorio, estimándose una pronta concreción de la misma. Este proyecto mantiene aún el monopolio de UTE sobre el transporte, la distribución y la generación existente, abriendo a la iniciativa privada la nueva generación y estableciendo un mercado mayorista de características semejantes al argentino. Asimismo, permite la concesión en la distribución en aquellas áreas que UTE resigne.

Las empresas que actualmente participan en el servicio son: UTE, que ejerce de hecho un rol de prestador integrado y monopólico y, la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), como generador hidroeléctrico compartido con la República Argentina.

La autoridad política sectorial y de regulación es el Ministerio de Industria, Energía y Minería a través de la Dirección Nacional de Energía.

2. HIDROCARBUROS

Al igual que en los demás países de la Región, la legislación uruguaya consagra el principio de dominio directo, imprescriptible e inalienable del Estado sobre los hidrocarburos y crea una entidad, la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Petróleo (ANCAP), para operar el monopolio y por ello no se otorgaban concesiones.

La exploración de yacimientos de hidrocarburos sólo puede ser realizada por el Estado. Dentro de la exploración están comprendidos los estudios, investigaciones, reconocimientos superficiales, prospección y cualquier otra actividad relativa a la búsqueda.

ANCAP es el organismo competente para realizar la actividad minera y puede ejecutar una, varias o todas las fases de la operación petrolera mediante la contratación con terceros, ya sean personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras. La contratación puede tener cualquier forma inclusive la de contrato de riesgo. Las bases de contratación y el contrato deben de ser autorizados por el Poder Ejecutivo.

Hasta el presente no se ha hallado petróleo en el territorio uruguayo. Ante esta situación, la actividad del sector consiste en la importación, refinación y comercialización del mismo.

ANCAP tiene el monopolio de la importación y la exportación de crudo y sus derivados y le compete contratar o adquirir los transportes necesarios para la industria petrolera.

La refinación de crudo y la obtención de derivados también es monopolio de ANCAP. La distribución de derivados es hecha directamente por ANCAP, o contratada por ella con particulares, esta entidad regula además la instalación de bocas de expendio. El transporte de combustibles para el mercado interno es libre y realizado por diversas distribuidoras.

Como se desprende de lo precedentemente expuesto, ANCAP es una empresa del Estado integrada verticalmente y que opera monopólicamente en todo el proceso menos en la distribución.

La autoridad política sectorial y de regulación es el Ministerio de Industria, Energía y Minería a través de la Dirección Nacional de Energía. Actualmente, se está realizando el estudio de un proyecto de ley de hidrocarburos con la intención de dar mayor participación al sector privado. Este estudio se realiza con recursos proporcionados por el BID.

3. GAS

Como sucede en los demás hidrocarburos, el gas natural que se descubra en Uruguay será de propiedad exclusiva del Estado. Hasta el momento no se han producido hallazgos en su territorio y por ello, el gas disponible es el gas licuado de petróleo (GLP) y el de gasolina que se distribuye por una reducida red en Montevideo.

La exportación e importación de gas la realiza ANCAP en forma monopólica. La distribución de gas por particulares es establecida por contrato con ANCAP, la que a su vez regula la instalación de bocas de expendio. La Compañía de Gas de Montevideo, empresa estatal, realiza la producción y distribución de gas por red a partir de nafta liviana suministrada por ANCAP.

Una apertura moderada se está produciendo en esta estructura, habiéndose privatizado la distribución de gas en Montevideo y hoy existen dos distribuidoras de GLP de ANCAP. Agregado a esto, se llamará en breve a licitación para la distribución de gas natural licuado (GNL) o gas de gasolina.

Tanto la necesidad, que en un futuro mediano se presentará en Uruguay, de generar energía termoeléctrica, como el proyecto de utilizar las cavernas de Santa Lucía para almacenar gas natural, con el objeto de entregarlo a la red del Gran Buenos Aires-Litoral (Argentina) durante los picos de demanda (*peak shaving*), facilitan la entrada del país a la importación de gas natural, lo que ha promovido además del mencionado otros proyectos de gasoducto.

La utilización de las cavernas de Santa Lucía genera una situación particular, que aunque pueda asimilarse a otras operaciones comerciales requerirá una legislación ad-hoc, brindando al país la posibilidad de revisar no sólo lo correspondiente al gas, sino también a los hidrocarburos.

Las empresas vinculadas al servicio de gas, ambas propiedad del Estado son ANCAP, como generador (GLP) y distribuidor; la Compañía de Gas de Montevideo, generadora y distribuidora de gas de gasolina y otras entidades correspondientes al sector privado, concesionarias de ANCAP, y distribuidoras de gas.

La autoridad política sectorial y de regulación es el Ministerio de Industria, Energía y Minería, donde la repartición específica es la Dirección Nacional de Energía.

I. La Subregión

En todos los países del grupo se observan en mayor o menor grado, transformaciones en el sector energético destinadas a desregular el sector y lograr la participación del capital privado en una actitud de los Gobiernos, tendiente a rescatar fondos públicos para aquellas áreas donde la acción del Estado es obligatoria e indeclinable. Si bien no en todos los casos se alcanzó la misma profundidad en los procesos, y, por ende, los mismos niveles en la desregulación, que ha quedado condicionada a las ideas preponderantes en cada país, puede decirse que existe una tendencia general en la región a alcanzar metas en el sentido arriba anotado.

Con un ritmo bastante acelerado, si se consideran los tiempos de otros procesos, como el de la Comunidad Económica Europea, los países de la región se acercan a las condiciones requeridas para la integración energética: (a) ambiente político favorable; (b) marco económico semejante; (c) reglamentaciones sectoriales que apuntan a objetivos semejantes; y (d) trato equitativo. Como consecuencia de ello, existe también una mayor aproximación en la legislación, lo que reduce las complicaciones legales e ideológicas que existían tiempo atrás para la integración. Esto surge del análisis de las diferencias y concordancias de las distintas legislaciones, ninguna de las cuales en el estado actual constituyen impedimento para la integración energética. Más bien, como se ha expresado con anterioridad, se ha ido concordando en los aspectos generales como ser: tender a crear mayores condiciones de competitividad; fuerte participación del sector privado en la inversión y el gerenciamiento; procurar que la gestión empresarial logre crear nuevas tecnologías de gestión y prácticas comerciales basadas en la eficiencia, transparencia y calidad de la prestación; y crear sistemas de regulación eficientes en los casos en que se afecte el interés general.

Aún cuando la tendencia de la legislación sea la expresada, aparece siempre como conveniente y, en algunos casos necesaria, la concreción de acuerdos bi o multilaterales que fijen el marco legal adecuado para la concreción de proyectos específicos, en los que se resuelvan en detalle las situaciones particulares que pueden existir en tratados o convenios internacionales, generados en otro clima y que como sucede por ejemplo en el caso del proyecto de interconexión eléctrica Itaipú-Corpus-Yacyretá, existan cláusulas que impidan la venta de energía a terceros países, lo que haría imposible el intercambio de energía.

A fin de facilitar el análisis del lector en el Anexo I se incluyen los cuadros comparativos de la legislación de los siete países de la subregión en las tres áreas analizadas: energía eléctrica, hidrocarburos y gas.

XIII. CONCLUSIONES

A lo largo del estudio realizado se advierten elementos que permiten sacar algunas conclusiones que se describen a continuación:

1. A pesar de contar con abundantes recursos, la subregión no podría abastecerse de energía en forma autónoma. Una razón es que los excedentes de algunos recursos tales como hidroelectricidad y biomasa, no son económicamente transportables a todos los lugares deficitarios, ni adaptables para cubrir otros usos que se requieren. El otro punto es que las reservas de petróleo de los países de la subregión muestran sólo a Argentina y eventualmente Bolivia, con capacidad exportadora de crudo, mientras que por la otra parte se deben cubrir los déficits en petróleo y derivados de Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay. Argentina exportó en 1994 unos 12.069 Mm³ de petróleo por un total de US\$ 1.125x10⁶. Brasil solamente, el principal importador, a pesar del incremento de sus reservas y producción, requiere del orden de 74.400 Mm³/año, cifra que para el año 2010 podría llegar a 76.300 Mm³/año, requerimientos que no podrá cubrir Argentina y que deberán provenir de fuera de la subregión.
2. La subregión posee una de las cuencas hidroeléctricas más ricas del mundo, la Cuenca del Plata, con un potencial de 145.000 MW, donde existen grandes aprovechamientos binacionales aún por desarrollar como Corpus, Garabí, Roncador, y otros por una potencia del orden de 8.500 MW.
3. En estos momentos se está desarrollando la integración de los sistemas eléctricos de Argentina, Uruguay y Paraguay, y el ingreso de Brasil al conjunto a través de una fuerte interconexión es inminente, ya que acarrea numerosas ventajas técnicas y económicas para todos los países. En este contexto es dable esperar que los proyectos hidroeléctricos binacionales antes mencionados se concreten en la próxima década, sin perjuicio del incremento de la potencia térmica que deberá instalarse en cada país en base al desarrollo del gas. Un elemento interesante para mencionar es que el proyecto Corpus, en 50 años de operación generaría energía equivalente a la que produciría una central térmica de similar prestación, que consumiera el 47% de las actuales reservas probadas de gas de Argentina.
4. El consumo de gas natural es el que crecerá en mayor medida en la estructura de consumo de todos los países de la subregión, mientras que se espera una disminución porcentual del petróleo, carbón y uranio. La biomasa continuará representando un importante papel en el abastecimiento calórico y sólo se prevé su reemplazo por gas natural y en menor medida por hidroelectricidad.
5. Las reservas de gas probadas de la subregión alcanzan a 1.130 MMMm³, principalmente ubicadas en Argentina, Bolivia y Perú, lo que justificaría la construcción de los gasoductos proyectados que utilicen las cuencas sedimentarias de estos países para abastecer a Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay. Sin embargo, si se desea mantener en el futuro mediano un nivel de suministro a Brasil del orden de 30-35 millones de m³/día, será necesario desarrollar más yacimientos en Argentina y Bolivia para cubrir la demanda interna y de exportación.
6. La red de gasoductos se plantea como uno de los proyectos más ambiciosos de la subregión; todos los países de la misma están planeando su expansión eléctrica en base a centrales térmicas funcionando a gas. Incluso Brasil está considerando este tipo de equipamiento. El precio actual del gas del orden de 70 a 95 US\$/Dm³, equivalentes a US\$ 8 a 10,7 por millón de Kcal, hace económicamente conveniente estos desarrollos. Sin embargo, no existe seguridad en que este precio se mantenga a largo plazo. Un incremento en el precio del gas del orden del 15 a 20% haría factible proyectos hidroeléctricos postergados por el momento.

7. En todos los países de la subregión se advierte una tendencia a la desregulación y apertura del sector energético para dar lugar a la actividad privada. El proceso está muy avanzado en Chile, Argentina, Bolivia y Perú y está comenzando en Brasil, Uruguay y Paraguay. La legislación necesaria para el proceso de desregulación ya existe en los primeros cuatro países, está en estado parlamentario en Brasil y Uruguay, y en preparación en Paraguay. Los marcos regulatorios e institucionales que se están considerando en la subregión guardan cierta similitud y facilitan el acceso al capital privado que ha adquirido experiencia en Chile, Argentina y Bolivia.
8. La legislación vigente y la que se está estudiando en los países de la subregión no impiden y, por el contrario, facilitan la realización de proyectos de integración física entre los países, que pueden ser ejecutados por la actividad privada.
9. En la subregión existen obras de integración física energética en operación en la parte eléctrica y gasífera desde hace muchos años, y este año se habilitó el primer oleoducto. En el trabajo se han identificado 36 nuevos posibles proyectos, de los cuales 12 tienen posibilidades de iniciación dentro de los próximos 15 años.
10. Las inversiones requeridas para proyectos de integración considerados factibles de realización dentro de los próximos 15 años son del orden de US\$ 19.395x10⁶, más las obras complementarias de los gasoductos que requerirán adicionalmente US\$ 1.606x10⁶. Dada la nueva estructura institucional que está adquiriendo el sector, la responsabilidad de la financiación de estos proyectos recaerá prácticamente en su totalidad en el sector privado. Los últimos proyectos que se encararon fueron financiados por las empresas prestatarias de servicios (*Utilities*) asociadas con Bancos de Inversión, proveedores y Agencias de Exportación.
11. El BID puede cumplir un importante rol en la realización de los proyectos de integración física. Se visualizan para ello distintas formas de participación: (a) ayudar a consolidar y financiar organismos estatales o mixtos en cada país que realicen lo que se denomina en Chile "Planificación Indicativa" del sector, que sirve de base informativa y orientación al capital privado. Este rol puede cumplirse con aportes entre US\$ 4 y US\$10 millones por año para cada país; (b) garantizar el riesgo de la inversión privada en los proyectos binacionales, mediante operaciones como la que realiza la agencia MIGA del Banco Mundial; (c) ayudar al financiamiento y garantía de exportaciones de equipos de parte de los proveedores. Esto no significa competir sino complementar a las agencias y bancos de exportación; (d) participar del financiamiento de los proyectos en términos y condiciones similares a los de la banca privada, pero implementando un trámite más ágil que el de las operaciones tradicionales del Banco. Si se supone una participación del BID del 20% del costo total para los proyectos de integración considerados, la suma a aportar alcanzaría a unos US\$4.200 millones en el período 1996-2010. Esta suma debería ser distribuída para cumplir los roles mencionados en los puntos anteriores. En este marco, puede asignarse a FONPLATA parte de la responsabilidad del financiamiento, dentro de los países que abarca y teniendo en cuenta sus disponibilidades.

ANEXO I

ANÁLISIS Y EQUIPARACIONES DE LOS ASPECTOS INSTITUCIONALES, LEGALES Y ELEMENTOS REGULATORIOS DE LAS LEGISLACIONES DE LOS PAÍSES DEL MERCOSUR-BOLIVIA-CHILE-PERÚ

Para lograr el objetivo del presente trabajo, tendiente a analizar y mostrar en forma comparativa la situación actual y las perspectivas de los aspectos institucionales, legales y regulatorios de los países del MERCOSUR-Bolivia-Chile-Perú, con vistas a la integración en el sector energético, se ha efectuado un estudio de los aspectos conducentes y relevantes en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y gas, tomando en cuenta las concordancias y diferencias de las distintas legislaciones, ninguna de las cuales, en el estado actual, constituyen impedimento para la integración. Corresponde citar que se ha tenido como antecedente el trabajo realizado en el Subgrupo de Trabajo N° 9 de Energía, creado dentro del Grupo Mercado Común a partir del Tratado de Asunción en 1991. Cabe agregar, que la gran importancia que corresponde a los proyectos del sector gasífero en el proceso de integración, han llevado a tratarlo en forma separada del correspondiente a los hidrocarburos.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO

SECTOR ELECTRICO

1. MARCO INSTITUCIONAL

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Las actividades son prestadas a través de empresas concesionarias de los servicios respectivos. El ordenamiento se basa en la división de la actividad de las empresas en funciones específicas: Generación, Transmisión y Distribución. La concepción fundamental es la descentralización de la planificación del sector eléctrico, la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la creación de un órgano regulador: el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), cuyas funciones son garantizar el funcionamiento de los sistemas de regulación, la no existencia de competencia desleal y arbitrar las cuestiones litigiosas. La regla básica es la ley de la oferta y la demanda, que debe ser regulada solamente en aquellos casos en que se afecta el interés general.	De acuerdo a la Ley de Electricidad 1604 del 21/12/94 los servicios son prestados por empresas concesionarias de los servicios y se regirán por principios de eficiencia, transparencia, calidad, adaptabilidad y neutralidad y por la división de la actividad en empresas con funciones específicas para la Generación, la Transmisión y la Distribución. La Secretaría de Energía elaborará el Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional y los Planes Indicativos para los Sistemas Aislados. Asimismo se crea la Superintendencia de Electricidad como organismo de regulación de las actividades de la Industria Eléctrica.	Constitucionalmente, la explotación de los servicios de energía eléctrica competen a la UNIÓN FEDERAL, como también le pertenecen todos los potenciales de energía hidráulica, que puede explotarlos directamente o mediante autorización, concesión o permiso de prestación (ART. 21 Y 175 DE CONSTITUCIÓN DE 1988). El DNAEE es el órgano del Ministerio de Minas y Energía al que le compete el examen y la elaboración de actos de otorgamiento de las concesiones, el ejercicio de fiscalización del servicio de las mismas, así como la elaboración de normas reglamentarias. A las Centrales Eléctricas Brasileñas S.A. (ELECTROBRÁS), empresa federal vinculada al Ministerio de Minas y Energía, le compete, entre otras cosas, la coordinación y el planeamiento de generación y de operación del sistema eléctrico interconectado.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
Por el Dec. Ley N° 1 del 22/06/82 los servicios de electricidad son prestados por empresas concesionarias y la transacción de energía eléctrica es considerada como una actividad económica más. La Comisión Nacional de Energía hace la planificación indicativa y coordina las grandes inversiones. Formula la política y cálculo de precios. La Superintendencia de Servicios Eléctricos y de Combustibles es la autoridad de aplicación y fiscalización de las empresas eléctricas. Las concesiones eléctricas sólo podrán otorgarse a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas en conformidad a las leyes del país (art. 13). Las concesiones eléctricas dan el derecho de imponer las servidumbres para la construcción, establecimiento y explotación de las obras eléctricas.	El sector se rige por la ley 966, que crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), entidad autárquica y descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, personería jurídica y patrimonio propio, que administra la electricidad en forma monopólica.	Las actividades de la industria eléctrica (que comprenden la generación, transformación, transmisión, distribución, exportación, importación y comercialización de energía eléctrica, constituyen un servicio público en cuanto se destine en forma regular y permanente, total o parcialmente, a terceros. El servicio público de electricidad está sometido al control técnico y económico del Poder Ejecutivo. El servicio público de electricidad es cometido de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), ente autónomo del dominio industrial y comercial del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio. No obstante, se prevé la posibilidad de que el mismo pueda otorgarse mediante concesión a otras empresas eléctricas, las que tendrán exclusividad en el área que se les asignare. Los suministradores del servicio público pueden ser, a su vez, generadores de energía, en cuyo caso deberán interconectar sus instalaciones en condiciones que debe aprobar el Poder Ejecutivo. La autoproducción de energía eléctrica es libre, sujeta a controles, autorizaciones y concesiones. El autoprodutor que utilice la energía hidráulica como fuente primaria, requerirá concesión para la utilización de la misma. El empleo de energía atómica como fuente de generación, queda reservada al Estado.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO **SECTOR ELECTRICO**

2. VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
El artículo 4° de la ley 15336 define al acto de compraventa de energía eléctrica en bloque como un acto de comercio regido por el derecho privado. En cambio, el suministro de energía eléctrica a usuario final por estar caracterizada la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica como un servicio público, está regida fundamentalmente por el derecho administrativo privado. Los derechos y obligaciones del prestador del servicio y del usuario se definen a través de un reglamento de suministro dictado por la autoridad que ejerce el poder de policía de servicio. A partir de la sanción de la ley 24065, no sólo se diferencia la actividad eléctrica en forma vertical, obligando a que empresas diferentes generen, transporten y/o distribuyan energía eléctrica, sino que también se crea un mercado a término, en el cual las transacciones de energía a nivel mayorista pueden ser acordadas libremente entre los generadores y distribuidores y/o grandes usuarios. El suministro de energía eléctrica a usuario final, en cambio está regido por una norma de índole administrativa (Reglamento de Suministro para la prestación del Servicio Público a Usuario Final) que define los derechos y obligaciones del concesionario del servicio y del usuario.	Por la nueva ley de Electricidad se crea el Mercado Eléctrico Mayorista con un Mercado de Contratos (libre en cuanto a duración, condiciones y precio) y otro Mercado Spot, con valoración estipulada por reglamentos y el Comité Nacional de Despacho de Carga. Los Distribuidores deben comprar no menos del 80% de la potencia de punta en el mercado de contratos y deberán cubrir no menos del 80% de la demanda máxima de responsabilidad de los mismos. Las empresas de generación no podrán ser titulares de más del 35% de la capacidad del SIN en forma individual o conjunta. Excepcionalmente las empresas de distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de generación que usen recursos naturales renovables.	Es de naturaleza contractual de acuerdo al decreto 24643 del 10/07/1934, 41019 del 26/02/1957, ley 5899 de julio 1973, ley 8631 del 4/03/1993 y reglamento de la ley, decreto 774 del 18/03/1993. Con relación al distribuidor y consumidor, es un contrato de adhesión. Entretanto puede haber contrato bilateral con los grandes consumidores. La nueva ley 9074/95 de concesiones y su régimen para las de energía eléctrica efectúa las siguientes precisiones al crear la figura de productor independiente: es la persona jurídica que recibe la concesión para producir energía eléctrica destinada al comercio de toda o parte de su energía producida por su cuenta y riesgo (art. 11). La venta de energía eléctrica podrá hacerse a un concesionario de servicio público, a un gran consumidor, a integrantes de algún complejo industrial o comercial, a cualquier consumidor que demuestre que no puede ser abastecido en su región (art. 12). El gran consumidor está definido por ser igual o mayor de 10.000 kw de carga y luego de pasados 3 años de esta ley a cualquier consumidor interconectado. Para los nuevos consumidores el límite baja a 3.000 kw. Las tarifas podrán ser revisadas en más o en menos cuando la evolución del mercado altere el equilibrio económico-financiero del contrato (art. 15, inc. 7).
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
En 1982 se separaron las actividades de generación y distribución. Se creó el Centro Económico de Despacho de Cargas, integrado por los generadores y los dueños de las líneas de transporte de energía, compuesto por un Directorio y una Dirección de Operación. Esta sociedad tiene por fin planificar la operación de corto plazo y la esperada para el mediano y largo plazo, calcular los costos marginales e instantáneos de energía eléctrica, determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC.	Es un contrato de conformidad con la ley 966 de ANDE. El art. 10 establece que a los efectos legales es usuario consumidor la persona natural o jurídica, que habiendo suscripto un contrato o una solicitud de abastecimiento, recibe de ANDE el servicio de energía eléctrica, los contratos y solicitudes son intransferibles.	De acuerdo al art. 11 del decreto ley 14694 la compraventa de energía se trata de un contrato. Se considera a los efectos legales que es suscriptor de un suministrador del servicio público de electricidad la persona natural o jurídica que ha firmado un contrato o una solicitud de abastecimiento y recibe la provisión de energía eléctrica correspondiente. El artículo 29 del decreto 339/79 con base a la ley 14694, art. 11 establece que el abastecimiento de energía eléctrica establecido en esa solicitud crea entre el suministrador y el suscriptor un contrato mutuamente exigible. El suscriptor no puede transferir sus derechos a terceros sin autorización escrita del suministrador.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO

SECTOR ELECTRICO

3. ENERGÍA EXCEDENTE

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Dado que el distribuidor, debido a la división vertical de la actividad eléctrica dispuesta por la ley 24065, solamente compra al Mercado Eléctrico Mayorista la energía eléctrica necesaria para cubrir su demanda, el caso de la venta de energía excedente solamente puede ser encuadrada en lo que se denomina "autoproducción". Es decir, aquel usuario industrial que genera energía eléctrica para su propio consumo y vende su excedente al MEM, teniendo como condicionante, conforme al punto 2.3.4.4. del anexo 1 de la resolución ex-SEE N° 61/92, el hecho de que sus precios transferidos hasta dicho mercado resulten ser inferiores al del sistema en su conjunto, sin considerar esta generación adicional. Para que el "autoproducción" pueda actuar dentro del MEM es necesario que sea reconocido y registrado como tal en la SE.		En lo que respecta a la generación del servicio público, los excedentes de la energía y potencia de cualquier concesionario son inyectados en el sistema eléctrico y destinados a las empresas que tienen déficit de energía bajo la determinación de que ellas reduzcan o cesen la generación termoeléctrica que utilizan combustible derivado del petróleo. Las decisiones sobre los excedentes de energía son tomadas por medio de un grupo colegiado formado por las empresas concesionarias de los servicios públicos y tiene por objeto reducir el consumo de combustibles derivados del petróleo. En cuanto a los autoproducción de energía eléctrica estos pueden vender su excedente a las concesionarias de servicios públicos a una tarifa que debe ser aprobada por el Poder Ejecutivo.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
	La ley ya citada no prevé la venta de energía excedente.	El art. 8° del decreto 399/79, previene que las autorizaciones concedidas a autoproducción, establecerán expresamente que su vigencia está condicionada al cumplimiento por parte del autoproducción de la obligación de suministrar ocasionalmente, en caso de necesidad, su excedente de energía eléctrica para el servicio público cuando ello sea solicitado, lo que puede acaecer tanto por requerimiento de UTE cuanto del Poder Ejecutivo a través de la Dirección Nacional de Energía. Los suministradores del servicio público de electricidad que sean además generadores de energía, deberán interconectar sus instalaciones cuando así lo decida el Poder Ejecutivo. El Despacho Nacional de Cargas, tiene asignada la tarea de regular los intercambios de energía eléctrica entre las entidades que concurren al abastecimiento del mercado.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR ELECTRICO

4. INTERCAMBIO

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
El art. 34 de la ley 24065 determina que la exportación e importación de energía eléctrica debe ser autorizada por la Secretaría de Energía. El acto de importación y/o exportación de energía eléctrica puede ser realizado por cualquiera de los actores del MEM a través de contratos libremente pactados, tomándose en consecuencia, como viabilidad de ejecución los precios de referencia del MEM.	El Comité Nacional de Despacho de Carga coordinará los intercambios spot que surjan con Agentes de países interconectados de acuerdo a las oportunidades que se presenten y los convenios en las interconexiones internacionales. Para ello, los Agentes de los países interconectados le deberán enviar dentro de los plazos establecidos para la programación semanal y despacho diario las ofertas spot de importación o las solicitudes spot de exportación.	El art. 141 del reglamento de energía eléctrica permite la exportación de energía eléctrica mediante la celebración de contrato de intercambio entre empresas y la aprobación del gobierno.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
	El art. 5° inc. d de la ley 966 prevé la compraventa de energía eléctrica internacional por ANDE con la correspondiente autorización de la autoridad competente.	El art. 5° de la Ley Nacional de Electricidad requiere que la interconexión eléctrica internacional y los respectivos contratos de venta e intercambio de energía eléctrica deben ser aprobados por el Poder Ejecutivo. Por su parte la ley orgánica de UTE establece como competencia del ente la compraventa de energía eléctrica de conformidad con los convenios de interconexión internacional existentes o que se firmen en el futuro con aprobación del Poder Ejecutivo.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR ELECTRICO

5. GENERACIÓN

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
La necesidad de obras de generación de energía eléctrica será definida por las características del MEM y el inversor privado asumirá dicha inversión a su costo y riesgo. Las regulaciones citadas se encuentran en la ley 24065 capítulos III, IV, V, VI y VII.	A partir de los activos y/o derechos de ENDE (Empresa Nacional de Electricidad) que cubría el 88% de la demanda de servicios eléctricos se crean tres sociedades de economía mixta encargadas de generar electricidad, que se han capitalizado (31/07/95) mediante licitación internacional hasta un 50% del capital actual. Las firmas adjudicatarias fueron las empresas norteamericanas Dominion Energy, Inc., Energy Initiatives, Inc. y el Consorcio Constellation Energy.	De acuerdo a las leyes sobre concesiones de servicios y de obras públicas N° 8987/95 y 9074/95 las concesiones de servicios de energía eléctrica y de aprovechamientos eléctricos de cursos de agua serán contratadas, prorrogadas u otorgadas a título oneroso. Las de generación podrán tener un plazo de 35 años, prorrogables por otros 35, como máximo. Asimismo el productor independiente podrá generar por su cuenta y riesgo, alcanzando también a los aprovechamientos hidráulicos.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
En la generación existe libre entrada salvo para las centrales hidroeléctricas que requieren de concesión. Hay 11 compañías de generación, de las cuales tres (ENDESA, CHILGENER y COLBÚN SA) producen el 85% de la energía. Hay cuatro sistemas interconectados: el Central -SIC- (93% de la electricidad consumida), el Norte Grande (SING), el Aysen y el de Punta Arenas-Magallanes. Para la expansión de la capacidad de generación las empresas compiten por la aprobación ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que selecciona proyectos de acuerdo a los programas de inversión de menor costo.	La realización de obras de generación de energía eléctrica están previstas en las disposiciones del art. 5° inc. 8 y el art. 53 de la ley 966 orgánica de ANDE.	En los art. 6 y 17 de la ley de electricidad se establece que el sistema eléctrico de cada suministrador de energía eléctrica del servicio público es de su exclusiva propiedad. El único suministrador de energía eléctrica de servicio público es UTE.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO

SECTOR ELECTRICO

6. TRASMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
El transportista se diferencia de los otros sectores intervinientes por unir regiones eléctricas entre sí y el transporte por distribución troncal se lleva a cabo dentro de un nivel de tensión de 220 kv o superiores. El transportista no está obligado a realizar inversiones para incrementar la capacidad de transporte, siendo ello responsabilidad de todos los agentes del MEM y se establece un procedimiento de licitación pública. Se define en la ley la figura del transportista independiente y se crea la figura de uso singular.	La Transmisión en el SIN operará bajo la modalidad de acceso abierto. Ésta permite a toda persona individual o colectiva, que realice actividades de la Industria Eléctrica o Consumidor No Regulado, utilizar las instalaciones de las empresas de Transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro sujeto al pago correspondiente. Este pago será aprobado por la Superintendencia de Electricidad de acuerdo al Reglamento. Para fines de esta operación se presume que siempre existe capacidad disponible mientras el transmisor no demuestre lo contrario. La expansión del Sistema de Transmisión es responsabilidad de los usuarios que la ocasionen, debiendo acordar éstos la modalidad de su financiamiento o pago con el Transmisor, previa aprobación de la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo al Reglamento. El Transmisor no podrá comprar electricidad para venderla a terceros. Para cumplir la demanda de electricidad en el área de su concesión los Distribuidores suscribirán contratos de suministro de electricidad con los Generadores, con tarifas acordadas entre las partes, que cubrirán como mínimo el 80% de la demanda máxima bajo su responsabilidad por un período mínimo de tres años.	Es obligación del concesionario la presentación del proyecto de obra, así como la responsabilidad por su ejecución. Las líneas de transmisión son generalmente asociadas a la concesión de la generación o de la distribución. Los proyectos de las líneas de transmisión hasta 138 kV son dispensados de aprobación. Una vez concluidas las obras las mismas son agregadas al servicio público de energía eléctrica, no pudiendo ser desagregadas sin autorización del poder concedente. Las concesiones de transmisión y de distribución contratadas por la ley 9074/95 tendrán un plazo de amortización de 30 años, prorrogables por otros 30 como máximo (art. 4º, inc. 3). De acuerdo al art. 17 de la ley 9074/95 el poder concedente definirá dentro de las instalaciones de transmisión las que se destinen a la formación de la red básica de interconexión, las propias del distribuidor y las de interés exclusivo de las centrales generadoras. Todas pueden ser concesionadas.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
En la transmisión (transporte de energía eléctrica) no existe monopolio legal, pero si se utilizan bienes nacionales de uso público, se debe aceptar que terceros las usen, pagando éstos el correspondiente peaje (art. 512 del D.L. 1/82). La distribución se rige por sistemas de concesión en procesos licitatorios abiertos. Las tarifas son reguladas por la CNE y aprobadas por el Ministro de Economía. Las empresas distribuidoras están obligadas a satisfacer la demanda, pero pueden pedir contribuciones a los clientes cuando se trata de conexiones nuevas que se reembolsarán en distintas formas (art. 75, 76 y 77 del DL 1/82).	La realización de obras de transmisión y generación de energía eléctrica están previstas en las disposiciones del art. 5º inc. 8 y el art. 53 de la ley 966 orgánica de ANDE.	En los art. 6 y 17 de la Ley Nacional de Electricidad se establece que el sistema eléctrico de cada suministrador de energía eléctrica del servicio público es de su propiedad exclusiva. El único suministrador de energía eléctrica de servicio público es UTE. Las líneas de transmisión y distribución son de su propiedad.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO

SECTOR ELECTRICO

7. OPERACIÓN DEL SISTEMA

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.) es la que ejecuta las normas de ejecución y despacho que fija la Secretaría de Energía, conforme los art. 35 y 36 de la ley 24065. La eficiencia del servicio se determina a través del cumplimiento, por parte del transportista o distribuidor, de las normas de calidad del servicio establecidos en el respectivo contrato de concesión. El control en el cumplimiento de tales normas lo efectúa el Ente Regulador de Energía (ENRE) conforme a las facultadas establecidas en el art. 56 de la ley 24065.	Se crea por la nueva Ley de Electricidad dentro del Sistema de Regulación Sectorial que regula, controla y supervisa las actividades de los distintos servicios públicos, la Superintendencia de Electricidad para regular las actividades de la Industria Eléctrica. Asimismo se crea el Comité Nacional de Despacho de Carga con un representante de cada sector: las empresas generadoras, distribuidoras y transmisoras, otro de los consumidores y otro más de la Superintendencia de Electricidad con voz y sin voto, salvo en casos de empate. Este Comité planificará la operación del Sistema Interconectado Nacional para satisfacer la demanda eléctrica.	El ente fiscalizador del sector eléctrico es el Departamento Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (DNAEE). Las normas principales están establecidas en el decreto 24643 del 10/07/34 y reglamento decreto 41819 del 28/02/57 y en la "portaria" DNAEE N° 222 del 22/08/87. Las normas de operación del sistema son definidas por comisiones de las cuales participan las empresas concesionarias, bajo la coordinación de la ELECTROBRAS. La fiscalización tiene dos objetivos: asegurar el servicio adecuado y garantizar la estabilidad financiera de las empresas. El decreto 1009/93 crea el Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica (SINTREL) a raíz de una propuesta de ELECTROBRÁS al Ministerio de Minas y Energía. La finalidad ha sido para introducir competitividad en la generación que reduzca el costo de la energía para los consumidores finales, induciendo racionalidad en las inversiones y estimulando la entrada de los productores independientes y empresas concesionarias como parte integrante del sistema interconectado. El SINTREL lo administrará ELECTROBRÁS como sistema operativo compuesto por los sistemas de transmisión propiedad de sus empresas controladas.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
Se ha creado un sistema de precios de transferencia entre generadores, transportistas y distribuidores de la siguiente forma: 1.- entre generadores se basa en el costo marginal de corto plazo de la generación; 2.- el uso compartido del transporte se basa en el costo marginal de corto plazo o en el costo incremental medio o negociados entre partes; 3.- el precio de venta del generador al distribuidor es el promedio de los costos marginales de corto plazo del generador más los costos marginales de transmisión; 4.- el precio al público es el precio de nudo más el costo marginal de largo plazo del distribuidor (empresa modelo), más un margen standard, que incluye costo de inversión, operación, mantenimiento, de administración y cobranza y otros gastos, más las pérdidas de electricidad. Las empresas del Despacho Unificado de Cargas informarán a la CNE cada 6 meses los precios cobrados que podrán ser objetados y/o rechazados por la misma.	En cuestiones de operación y fiscalización del servicio de energía eléctrica es de competencia exclusiva de la ANDE lo que se encuentra previsto en el art. 121 de la ley N° 966.	La regulación jurídica uruguaya está contenida en los art. 4, 7, 8 y 10 de la Ley Nacional de Electricidad y los art. 13, 14, 22, 23 y 25 de su decreto reglamentario.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO

SECTOR ELECTRICO

8. CONCESIONES

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Se prevé el control de las concesiones a través de un criterio de eficiencia de servicio, de tal manera el concesionario debe mantener un nivel de inversión que optimice el servicio y mantenga las instalaciones en condiciones de brindarlo en forma eficiente. En caso contrario es pasible de multas que redundan en descuentos en la facturación.	De acuerdo a la ley 1604/94 requieren concesión de servicio público la distribución y las actividades de la industria eléctrica que sean desarrolladas en forma integrada en sistemas aislados. Requieren licencia la Generación cuando la potencia sea superior a 300Kv, la Transmisión y la Transmisión asociada a la Generación. La Superintendencia de Electricidad otorgará concesiones de servicio público, licencias y licencias provisionales mediante solicitud de la parte interesada y mediante licitación pública.	Respecto al principio de la continuidad del servicio, la propiedad de los concesionarios es resoluble. Entrando un bien en servicio lo mismo se queda vinculado al propio servicio. Los concesionarios pasan a tener en la tarifa de energía eléctrica un porcentaje del 3% al año a título de depreciación, al término de una concesión se hace una evaluación para verificar algún valor residual a ser indemnizado. En situaciones especiales, con autorización del poder concedente, podrá el concesionario desvincular algunos bienes para enajenarlos a terceros. Es presupuesto de todas las concesiones: 1. La reversión de la propiedad al término del plazo de la concesión; 2. El derecho de retomar por el concedente el servicio en cualquier tiempo en caso de interés público; 3. La caducidad de la concesión; 4. La sujeción del concesionario a todas las normas, leyes y reglamento del servicio. La ley 9074 establece normas para otorgar o prorrogar concesiones de servicios públicos, en especial las de energía eléctrica, completando así la ley 8987/95. Específicamente se requiere una ley para concesionar un servicio público y se establecen nueva pautas para prórrogas de concesiones en curso. Pueden participar empresas estatales en la competencia. La fiscalización está a cargo de la autoridad concedente con participación del usuario y delegación en los Estados. La ley regula las concesiones para generación, transmisión y distribución. Pueden licitarse aprovechamiento hidroeléctricos sin Proyecto Básico. Se impulsa al productor independiente y al gran usuario. Podrán concesionarse las instalaciones de transmisión. Ambas leyes ponen especial énfasis en el otorgamiento de concesiones y en las obras paralizadas.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
Las concesiones definitivas son otorgadas por Decreto Supremo del Ministerio del Interior y el Presidente de la República y provisionales por Resolución de la Superintendencia. No están sometidos a las concesiones: las centrales productoras de energía eléctrica distintas de las centrales hidroeléctricas, las líneas de distribución que no sean servicio público y las líneas de distribución destinadas al alumbrado público de calles, plazas, etc. Es servicio público eléctrico el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios que se conecten mediante líneas propias o de terceros, aunque no estén en dicha zona.	La ley N° 966 orgánica de la ANDE no prevé la concesión de servicio. Solamente la delegación de la distribución en localidades a donde no llega el servicio de la ANDE. La delegación debe ser aprobada por mayoría del Consejo de Administración y luego la ANDE firmar un contrato <i>ad referendum</i> del Poder Legislativo en cada caso, contemplando todos los aspectos de esta delegación.	La Ley Nacional de Electricidad del Uruguay prevé en el inc. 2° del art. 6° que puede otorgarse en régimen de concesión de suministro del servicio público de electricidad. El decreto reglamentario establece en forma minuciosa las condiciones a tomar en cuenta para el otorgamiento de la concesión (art. 22) y las especificaciones que, necesariamente, ha de contener el acto de otorgamiento (art. 23). Entre éstas se destacan: los poderes de fiscalización, inspección y control que corresponden al Estado, las garantías que deben prestarse, el régimen para la constitución de los fondos de depreciación, renovación y ampliaciones y las condiciones en que el Estado adquirirá los bienes afectados a la concesión en caso de caducidad, revocación, quiebra o terminación del contrato. No hay a la fecha experiencia práctica alguna de concesión del servicio de energía eléctrica.

MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL DEL PERÚ

SECTOR ELECTRICO

1.- MARCO INSTITUCIONAL	2.- VENTA DE ENERGÍA ELECTRICA	3.- ENERGÍA EXCEDENTE	4.- INTERCAMBIO DE ENERGÍA
La Constitución de 1993 fija que el Estado es soberano en el aprovechamiento de los recursos naturales y por ley se fijarán las condiciones de su utilización y de su otorgamiento. La ley 25844/92 de Concesiones Eléctricas establece la competencia y el mercado libre en las actividades eléctricas. El suministro eléctrico regular para uso colectivo constituye un servicio público regulado hasta los límites de potencia establecidos por la reglamentación sancionada.	Se establece un régimen de libertad de precios para los suministros que se efectúen en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados que reconocen costos eficientes según criterios específicos, considerándose una tasa de retorno del 12% anual y las siguientes características: precios entre generadores, precios máximos de transmisión, precios máximos de generador a distribuidor y precios máximos de distribución. Los precios regulados -dice el art. 42 de la ley- reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector. Se crea un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas llamado Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas eléctricas periódicamente para el mercado regulado (art. 10° de la ley 25844). El art. 43 de la ley de concesiones establece quienes estarán sujetos a la regulación de precios: • La transferencia de potencia y energía entre generadores, serán determinados por el COES, pero no regirá en el caso de estos contratos por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador; • Las compensaciones a titulares del sistema de transmisión; • Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al servicio público de Electricidad; • Las ventas a usuarios de Servicio Público de electricidad.	De acuerdo al art. 44° de la ley 25844/92 de concesiones no están sujetas a regulación de precios las ventas de energía eléctrica no señaladas explícitamente en el art. 43°, que son los clientes que no pertenecen al servicio público, tanto para las actividades de generación como para las de transmisión y distribución (art. 4° de la ley).	La ley 25844/92 de concesiones eléctricas y su reglamentación no establece ninguna restricción sobre el tema.

5.- GENERACIÓN	6.- TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	7.- OPERACIÓN DEL SISTEMA	8.- CONCESIONES
La actividad de la generación eléctrica de servicio público está sujeta a concesión (art. 3° ley 25844). La venta de electricidad entre generadores se efectúa con base a los costos marginales instantáneos resultantes de la operación a mínimo costo. Las ventas de electricidad a un concesionario de distribución se efectúan a tarifas en barra, que incluye los costos de generación y de transmisión en alta tensión. Los costos de generación comprenden los costos de energía determinados a partir de los costos marginales esperados para los próximos 48 meses y los costos de la potencia que considera la anualidad de inversión de la planta de punta y el factor de indisponibilidad teórico del sistema eléctrico.	Las tarifas a clientes finales comprenden las tarifas en barra y el valor agregado de distribución, establecido con base a los costos de una empresa modelo eficiente. El costo total de transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema eléctrico económicamente adaptado. Este se abona mediante el peaje por conexión y el ingreso tarifario. Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario y las compensaciones por el uso (art. 33° de la ley 25844/92).	A través del COES (Comité de Operación Económica del Sistema), organismo autónomo de carácter técnico, se coordina la operación del sistema interconectado -empresas generadoras y transmisoras- con la finalidad de coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de electricidad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Los concesionarios de generación y transmisión cuando integren un COES están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho comité (art. 32). Para la instalación de un COES hace falta más de un generador y un potencia total del sistema superior a los 100 MW.	Las concesiones son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas para el desarrollo de la generación eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos (superior a 10 MW), para la transmisión que afecte bienes del Estado y/o que requieran servidumbres y la distribución con carácter de Servicio Público de Electricidad, con demanda superior a los 500 kv. La concesión puede ser temporal, con fines de estudios por un plazo máximo de dos años, y definitiva, con plazo indefinido y es dada para la construcción y explotación de sistema eléctricos. Las autorizaciones también son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas y se establecen para el desarrollo de la generación que utilice recursos hidráulicas o geotérmicos y la potencia instalada sea igual o inferior a 10 MW y superior 0,5 MW para termo-electricidad. La generación de origen nuclear se normará por ley expresa (art. 5° de la ley 25844/92).

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR HIDROCARBUROS

1. MARCO INSTITUCIONAL. PROPIEDAD DE LOS RECURSOS

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Los yacimientos de hidrocarburos pertenecen al dominio inalterable e imprescriptible del Estado Nacional. Una vez dictada la reforma a la ley 17319, se perfeccionará la transferencia del dominio de los yacimientos a las Provincias, excepto las áreas bajo exploración y explotación, las cuales serán transferidas al finalizar sus plazos. El Poder Ejecutivo Nacional otorga permisos de exploración y concesiones de explotación a personas físicas o jurídicas idóneas, mediante concursos. LEY 17319 ART. 1°.	Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado físico en que se encuentren o forma en que se presenten son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL ESTADO ART. 139, LEY 1194, ART. 1° Y 6°.	Los yacimientos pertenecen a la UNIÓN y su exploración y explotación pueden ser pasibles de concesión, excepto los de hidrocarburos. CONSTITUCION FEDERAL ARTS. 20 y 177. La reciente reforma del art. 177 de la Constitución Federal elimina el monopolio anterior y autoriza a la UNIÓN a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dicha ley no ha sido sancionada aún.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
El dominio de los yacimientos de hidrocarburos y demás elementos y compuestos químicos que los acompañen pertenecen al dominio del Estado. Los derechos y funciones que corresponden al Estado respecto de la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos serán ejercidos por la Empresa Nacional de Petróleo. DECRETO LEY 1089, ART. 3°, 21.	Corresponde al Estado el dominio de los hidrocarburos, minerales sólidos o gaseosos, que se encuentran en estado natural en el territorio de la República, con excepción de las sustancias pétreas, ferrosas o calcáreas. El Estado puede otorgar concesiones a personas o empresas públicas o privadas, mixtas, nacionales o extranjeras, para la prospección, exploración y explotación de yacimientos. ART. 112 DE LA CONSTITUCION NACIONAL.	Todos los yacimientos de sustancias minerales de clase 1 (que incluye hidrocarburos), existentes en el subsuelo marítimo o terrestre o que afloren a la superficie del territorio nacional integran, de forma inalterable e imprescriptible, el dominio del Estado. Los yacimientos de petróleo y demás hidrocarburos sólidos, pastosos, líquidos y gaseosos existentes en el país, que hayan sido descubiertos o puedan descubrirse, son de propiedad exclusiva del Estado. Los depósitos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, combustibles fósiles y rocas bituminosas, solamente pueden ser explorados y explotados por el Estado. Dentro de la exploración están comprendidos los estudios, investigaciones, reconocimientos superficiales, prospección y cualesquiera otras actividades relativas a la búsqueda de dichas sustancias. CÓDIGO MINERÍA ARTS. 4 Y 7. LEY 8764 ART. 10. LEY 14181 ART. 2.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR HIDROCARBUROS

2. PERMISOS. CONCESIONES

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Los permisos de exploración y concesiones de explotación son otorgados por el Poder Ejecutivo a las personas físicas y jurídicas que reúnan los requisitos y cumplen con los procedimientos concursales establecidos. Las personas jurídicas extranjeras de derecho público no pueden, en su calidad de tales, ser titulares de permisos o concesiones. A partir de la Ley 24145 no existen privilegios para la petrolera estatal en la adjudicación de nuevos permisos o concesiones. LEY 17319 ARTS. 4, 18, 29 Y 52. DECRETO 2178/91.	La exploración de todo el territorio nacional y la subsiguiente explotación está asignada exclusivamente a YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB). Las fases de refinación, transporte y comercialización podrán ser ejecutadas por YPFB y por personas jurídicas de derecho privado, de acuerdo a la reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. YPFB podrá ejecutar todas las fases de la industria de hidrocarburos por sí o a través de terceros, por medio de Contratos de Operación, Contratos de Asociación y Sociedades de Economía Mixta, aprobados por Decreto Supremo. YPFB negociará los citados contratos o su participación en Sociedades de Economía Mixta, directamente o mediante invitación Pública Internacional. LEY 1194, ART. 8°, 10°, 18 Y 21.	En el caso del petróleo y el gas natural la exploración y explotación de hidrocarburos son monopolio del Estado Federal y no pueden ser otorgados en concesión. El Estado ejerce el monopolio de las actividades a través de PETROBRAS como órgano de ejecución. CONSTITUCIÓN FEDERAL ART. 176 Y 177. LEY 2004 ARTS. 2, 11. La reciente reforma del artículo 177 de la Constitución Federal elimina el monopolio anterior y autoriza a la UNION a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dado que esta ley no ha sido sancionada, no se conoce aún bajo qué modalidad se celebrarán las contrataciones.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
La Empresa Nacional de Petróleo podrá suscribir en representación del Estado de Chile, contratos de operación para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, los que no constituirán concesiones, ni conferirán ningún derecho sobre los hidrocarburos ni facultad de apropiación o aprovechamiento sobre los mismos. DECRETO LEY 1089, ART. 1°, 2°.	El Estado puede otorgar concesiones a empresas o personas públicas o privadas, mixtas, nacionales o extranjeras, para la prospección, exploración de yacimientos por tiempo limitado. PETROPAR puede efectuar la prospección o exploración de yacimientos de hidrocarburos. La concesión de exploración y posterior explotación confiere el derecho exclusivo de explorar en área concedida por el plazo de cuatro años prorrogables por otros dos años. CONSTITUCIÓN ART. 112. LEY 1182 ART. 4°. LEY 1078/65, MODIFICATORIA DEL ART. 22 LEY 675.	Los derechos mineros de prospección, exploración y explotación relativos a los yacimientos minerales clase 1 (que incluye los hidrocarburos) son atribuidos al Estado y a las entidades estatales descentralizadas competentes. ANCAP es el organismo competente para realizar la actividad minera. ANCAP puede ejecutar una, varias o todas las fases de la operación petrolera mediante contratación con terceros, a nombre del Ente Estatal, contratando con personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado, o con organismo internacionales. La contratación puede revestir cualquiera de las formas utilizadas en la materia, incluso la que pone el riesgo a cargo del contratista. Las bases de contratación deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, así como el contrato a suscribirse. CÓDIGO DE MINERÍA ARTS. 7, 66, 71, 72 Y 73.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR HIDROCARBUROS

3. REFINACIÓN

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
La instalación de capacidad adicional de refinación es libre, sin otro requisito que el cumplimiento de las normas de seguridad y técnicas que establezcan las reglamentaciones generales vigentes. DECRETO 1212/89 ART. 11.	Esta actividad está definida en la ley y puede ser ejercida por YPF, -por sí o a través de terceros-, o por personas jurídicas de derecho privado de acuerdo a la reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. LEY 1194, ART.: 5º, INC. C), 10.	Constituye un monopolio de la UNION la refinación de petróleo nacional y extranjero. Las actividades de refinación están a cargo de PETROBRAS como ejecutora del monopolio nacional. Constitución Art. 177. Ley 2004 Art. 6. La reciente reforma del artículo 177 de la Constitución Federal elimina el monopolio que regía anteriormente en esta materia y autoriza a la UNION a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dicha ley no ha sido sancionada aún.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
La Empresa Nacional de Petróleo puede refinar petróleo, sin que ello le esté reservado exclusivamente. LEY 9618, MODIFICADA POR DECRETO LEY 1089, ART.: 2º, INC.: 2º.	PETROPAR está facultada a industrializar el petróleo y sus derivados y para comerciar hidrocarburos en los mercados nacional de internacional. El derecho de refinar, almacenar y transportar hidrocarburos puede ejercerse por el Estado mediante concesiones o contratos en sociedad con personas nacionales o extranjeras, exceptuados por Estados extranjeros y las corporaciones y compañías que dependan de los mismos. Este último impedimento puede ser superado porque el Art. 11 de la nueva Constitución incluye empresas estatales extranjeras como posibles beneficiarias de las concesiones. LEY 1182/85. LEY 675, ART. 10.	La refinación de crudo y derivados es monopolio de ANCAP. LEY 8764 ART. 1.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR HIDROCARBUROS

4. TRANSPORTE

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Los concesionarios de transporte por ductos otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional tienen la obligación de transportar hidrocarburos de terceros sin discriminación, si tienen capacidad vacante. Las concesiones de transporte no pueden implicar un privilegio de exclusividad. LEY 17319, ART. 39 A 44. LEY 24076.	Esta actividad corresponde al Estado y se encuentra definida en la ley. Puede ser ejercida por YPFB, -por sí o a través de terceros-, o por personas jurídicas de derecho privado de acuerdo a la reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. Los contratos de operación podrán prever que el contratista financie y construya para YPFB las líneas de transporte consideradas como necesarias. CONSTITUCIÓN DEL ESTADO ART. 139, LEY 1194, ART. 5°, INC. E), 6°, 10, 52.	El transporte marítimo del petróleo nacional, sus derivados básicos y el gas natural por ductos son monopolio de la UNIÓN. PETROBRAS ejecuta las actividades monopolizadas. El transporte por carreteras es realizado por empresas privadas. CONSTITUCIÓN ART. 177. LEY 2004. La reciente reforma del artículo 177 de la Constitución Federal elimina el monopolio que regía anteriormente en esta materia y autoriza a la UNION a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dicha ley no ha sido sancionada aún.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
	PETROPAR tiene por objeto realizar el transporte, almacenaje, refinación y distribución de hidrocarburos. Reserva de carga a embarcaciones de bandera nacional. Transporte fluvial y marítimo a países de ALALC, buques de ALALC hasta un 50%, si hay disponibilidad de navíos. Las importaciones y exportaciones de PETROPAR son realizadas en embarcaciones de la Flota Mercante del Estado y excepcionalmente en unidades privadas, preferentemente nacionales. LEY 1182, ART. 4°. LEY 295/71. LEY 1182, ART. 47.	Compete a ANCAP contratar o adquirir los transportes necesarios para la industria petrolera. El transporte de combustibles para el mercado interno es libre y realizado por diversas distribuidoras. LEY 8764, ART. 3.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR HIDROCARBUROS

5. DISTRIBUCION

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
La instalación de bocas de expendio de combustibles es libre, sin otro requisito que el cumplimiento de las normas de seguridad y técnicas que establezcan las reglamentaciones vigentes. DECRETO 1212/89, ART. 12. LEY 24076.	Esta actividad está comprendida en la definición de Comercialización de la ley. Esta última corresponde al Estado y puede ser desarrollada por YPF, -por sí o a través de terceros-, y por personas jurídicas de derecho privado, de acuerdo a la reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. También puede ser realizada por personas naturales o sociedades mixtas. CONSTITUCIÓN DEL ESTADO ART. 139, LEY 194, ART. 5°, INC. F), 6°, 10°, 14.	Empresas nacionales y multinacionales están encargadas de efectuar la distribución de derivados del petróleo libremente a las estaciones de servicio y demás consumidores. La asociación con una empresa estatal requiere de autorización legislativa. CONSTITUCIÓN, ART. 25, INC. 2 Y 37, XX.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
	PETROPAR provee productos refinados e importados a Plantas de Despacho. Las compañías privadas nacionales y multinacionales tienen a su cargo la distribución y comercialización. La Resolución 18/92 regula la distribución y comercialización interna de combustibles derivados del petróleo.	La distribución de derivados por particulares es establecida contractualmente con ANCAP, quien a su vez regula la instalación de bocas de expendio.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR HIDROCARBUROS

6. INTERCAMBIO

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Está autorizada la libre importación y exportación de hidrocarburos y derivados., exenta de todo arancel, derecho o retención presentes o futuros, así como de reembolsos. El Poder Ejecutivo puede establecer restricciones a la exportación de petróleo crudo y derivados, en cuyo caso los productores, refinadores y exportadores percibirán por unidad de producto un valor no inferior al de los petróleos y derivados de condiciones similares en el mercado internacional. El Poder Ejecutivo preavisa las restricciones a la exportación de crudo y derivados con doce meses de antelación. LEY 17319, ART. 6. DECRETO 1589/89, ART. 3 Y 6. LEY 24076, ART. 3.	La comercialización externa de hidrocarburos líquidos correspondiente a YPFB será realizada por sí misma, mediante licitación o invitación pública de acuerdo a reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. Los contratistas podrán disponer para exportación, de los volúmenes de petróleo que les corresponda de acuerdo al contrato que hayan suscripto, con la sola excepción de abastecer el mercado interno, cuando así lo requiera el Ministerio de Energía e Hidrocarburos. LEY 1194, ART. 15, 16, 50.	La importación y exportación de petróleo, gas natural y derivados básicos son monopolio de la UNIÓN. CONSTITUCIÓN, ART. 177. La reciente reforma del artículo 177 de la Constitución Federal elimina el monopolio que regía anteriormente en esta materia y autoriza a la UNION a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dicha ley no ha sido sancionada aún.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
La Empresa Nacional de Petróleo está facultada, con la anuencia del contratista, a abonar la retribución que corresponde a este último, mediante la entrega de hidrocarburos, previa autorización del Ministerio de Minería. En este caso, el contratista podrá exportar los hidrocarburos, sin sujeción a las normas que rijan las exportaciones. DECRETO LEY 1089, ART; 6.	Existe la libre comercialización de productos derivados del petróleo. PETROPAR tiene exclusividad para importar petróleo crudo, gas oil, naftas común y super. DECRETOS 4451/90, 4454/90 Y 5445/90.	ANCAP tiene el monopolio de la importación y exportación de crudo, derivados y gas natural. ART. 1. LEY 8764.

MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL DEL PERÚ

SECTOR HIDROCARBUROS

1.- MARCO INSTITUCIO-NAL.PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS	2.- PERMISOS Y CONCESIONES	3.- REFINACION
Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento. Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal. CONSTITUCIÓN 1993, ART. 66.	La Ley Orgánica que regula las actividades de hidrocarburos establece que los hidrocarburos "in situ" son de propiedad del Estado, quien otorga a PETRO-PERU SA el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos, a fin de celebrar contratos de exploración y explotación o de explotación bajo la forma de Contrato de Licencia o Contrato de Servicios u otra modalidad autorizada por el Ministerio de Energía y Minas. Los contratos pueden celebrarse a criterio del contratante (PETROPERU SA), previa negociación directa o por convocatoria; son aprobados por Decreto Supremo y se rigen por el derecho privado. El Contrato de Licencia otorga autorización al contratista para explorar y explotar o para explotar hidrocarburos en el área del contrato y por el mismo PETROPERU SA transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista quien abonará una regalía al Estado. El Contrato de Servicios reconoce a la contratista el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o de explotación de hidrocarburos en el área del contrato, recibiendo una retribución en función de la producción. LEY N° 26221, ART. 8, 9, 10 Y 11.	Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera podrá instalar operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímicas, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas. ART. 74, LEY 26221.
4.- TRANSPORTE	5.- DISTRIBUCION	6.- INTERCAMBIO
Cualquier persona natural o jurídica nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará de acuerdo con las disposiciones que fije el reglamento del Ministerio de Energía y Minas. ART. 72, LEY 26221.	La distribución mayorista y minorista y la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se efectuarán de acuerdo con las normas que fije el Ministerio de Energía y Minas, las que deberán contener mecanismos que satisfagan el abastecimiento del mercado interno. Las actividades y los precios relacionados con el petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda. ART. 76 Y 77 - LEY 26221.	El contratista tiene la libre disponibilidad de los hidrocarburos que le correspondan de acuerdo al contrato y puede exportarlos libre de todo tributo. También está garantizada la libre disponibilidad de las divisas que le correspondan de acuerdo a la Ley y al contrato, por la exportación de hidrocarburos o su venta en el mercado interno. ART. 39,58 Y 66, LEY 26221.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO

SECTOR GAS

1. MARCO INSTITUCIONAL

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
El Poder Ejecutivo Nacional otorga permisos de exploración y concesiones de explotación a personas físicas o jurídicas idóneas, mediante concursos. LEY 17319, ART. 1.	Los yacimientos son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. La exploración, explotación, comercialización y transporte corresponde al Estado, quien ejerce estas actividades por intermedio de YACIMIENTOS PETROLIFEROS BOLIVIANOS (YPFB). YPFB podrá realizar todas las fases de la industria por sí, o a través de terceros mediante la celebración de Contratos de Operación y de Asociación, o por su participación en Sociedades de Economía Mixta. YPFB negociará los citados contratos o su participación en dichas sociedades directamente o mediante Invitación Pública Internacional. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL ESTADO ART. 139. LEY 1194, ART. 1º, 6º, 8º, 10º, 18, 2.	Los yacimientos pertenecen a la UNIÓN y su explotación y explotación pueden ser pasibles de concesión, excepto los de hidrocarburos. CONSTITUCIÓN FEDERAL ART. 20 V Y 177. En el caso del petróleo y el gas natural, la exploración y explotación de hidrocarburos son monopolio del Estado Federal y no pueden ser otorgados en concesión. El Estado ejerce el monopolio de las actividades a través de PETROBRAS como órgano de ejecución. CONSTITUCIÓN FEDERAL ART. 176 Y 177. LEY 2004, ART. 2,II. La reciente reforma del art. 177 de la Constitución Federal elimina el monopolio anterior y autoriza a la UNION a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dicha ley no ha sido sancionada aún.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
Ley de Servicios de Gas según Decreto 323 del 20/5/1931, modificado por Ley 18856, del año 1989 y complementada por Decreto 263/95, que es el Reglamento que rige las concesiones para distribución y transporte de gas. De acuerdo a esta última normativa el Estado tiene a su cargo únicamente la supervisión y control de las empresas de gas y del cumplimiento de la ley. Ley de Servicios de Gas según Decreto 323 del 20/05/1931, modificado por Ley 18856/89 y complementada por Decreto 263/95m que es el Reglamento que rige las concesiones para distribución y transporte de gas. De acuerdo a esta última normativa el Estado tiene a su cargo únicamente la supervisión y control de las empresas de gas y el cumplimiento de la ley.	El dominio pertenece al Estado de los hidrocarburos, minerales sólidos o gaseosos, que se encuentran en estado natural en el territorio de República, con excepción de las sustancias pétreas, ferrosas o calcáreas. El Estado puede otorgar concesiones a personas o empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras por tiempo limitado. CONSTITUCIÓN ART. 112.	Los depósitos de hidrocarburos líquidos o gaseosos existentes en el país, que hayan sido descubiertos o puedan descubrirse son de propiedad exclusiva del Estado. CÓDIGO DE MINERÍA ART. 4 Y 7. LEY 8764 ART. 10 Y LEY 14181, ART. 2.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO
SECTOR GAS

2. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
El Poder Ejecutivo otorga habilitaciones para el transporte de gas natural. Los transportistas de gas natural no pueden comprar ni vender gas, y están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte que no esté comprometida. LEY 17319, ART. 39 A 44. DECRETO 44/90. LEY 24076. Los distribuidores de gas necesitan habilitación del Poder Ejecutivo Nacional y autorización del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) para realizar obras de magnitud. Sólo pueden ser distribuidores de gas las personas jurídicas de derecho privado. DECRETO 1212/89 ART. 12. LEY 24076.	Estas actividades corresponden al Estado y están definidas en la Ley. Pueden ser ejercidas por YPFB (por sí o a través de terceros) o por personas jurídicas de derecho privado de acuerdo a la reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. En cuanto a la comercialización del gas natural en el mercado interno, la Ley establece que debe ser realizada por YPFB, por personas jurídicas de derecho privado nacionales y/o extranjeras. Las concesiones se otorgarán sólo mediante licitación pública a empresas con solvencia económica y financiera y que garanticen la ejecución de las obras con recursos y financiamiento propio dentro del plazo requerido en la convocatoria. Esta última se hará de acuerdo con el régimen establecido por el Ministerio de Energía e Hidrocarburos. CONSTITUCIÓN DEL ESTADO ART. 139. LEY 1194, ART. 6°, 10°, 14.	El transporte marítimo del petróleo nacional, sus derivados básicos y el gas natural por ductos son monopolio de la UNIÓN. PETROBRAS ejecuta las actividades monopolizadas. El transporte por carreteras es realizado por empresas privadas. CONSTITUCIÓN ART. 177. LEY 2004. Los servicios de distribución de gas locales son explotados por los estados directamente o por concesión a empresa estatal. CONSTITUCIÓN ART. 25 INC. 2 Y 37, XX. La reciente reforma del artículo 177 (primer párrafo) de la Constitución Federal elimina el monopolio anterior, en materia de transporte de gas natural por ductos y autoriza a la UNIÓN a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dicha ley no ha sido sancionada aún.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
La legislación vigente estableció un régimen de concesiones para la distribución y el transporte de gas, otorgadas por el Presidente de la República. La legislación vigente estableció un régimen de concesiones para la distribución y el transporte de gas, otorgadas por Decreto del Presidente de la República, previo informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustible. Las concesiones podrán ser provisionales o definitivas. La solicitud de estas concesiones deberán presentarse directamente ante la Superintendencia de Electricidad y Combustible. Las concesiones provisionales otorgan el derecho a solicitar a la autoridad judicial competente permiso para efectuar las mediciones y estudios necesarios para preparar el proyecto definitivo de las obras requeridas para la concesión. Los interesados en prestar los servicios públicos de distribución y de transporte de gas deberán contar con una concesión definitiva que los autorice: 1.- a prestar tales servicios y 2.- a construir, mantener y explotar la infraestructura necesaria a esos efectos. Estas se otorgarán por plazo indefinido. Puede otorgarse más de una concesión de distribución o de transporte de gas con relación a una misma zona geográfica por idénticos puntos de origen y destino respectivamente. En cuanto a las concesiones de transporte de gas, deberán operar bajo el régimen de "acceso abierto", entendiéndose por tal el ofrecimiento de los servicios de transporte en igualdad de condiciones económicas, técnicas y de información, respecto de la capacidad de transporte disponible.	Las compañías privadas nacionales y multinacionales tienen a su cargo la distribución y comercialización. La resolución 18/92 regula la distribución y comercialización de combustibles derivados del petróleo.	La distribución de derivados por particulares es establecida contractualmente con ANCAP, quien a su vez regula la instalación de bocas de expendio.

MARCO INSTITUCIONAL, LEGAL Y JURIDICO

SECTOR GAS

3. INTERCAMBIO

ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
El Poder Ejecutivo puede establecer restricciones a la exportación de petróleo crudo y derivados, en cuyo caso los productores, refinadores y exportadores percibirán por unidad de producto un valor no inferior al de los petróleos y derivados de condiciones similares en el mercado internacional. En el caso de restricciones a la libre disponibilidad de gas, el precio no será inferior al 35% del petróleo Arabian Light de 34° API. El Poder Ejecutivo preavisa las restricciones a la exportación de crudo y derivados con doce meses de antelación. La importación de gas natural no requiere de aprobación previa. Las exportaciones requieren autorización del Poder Ejecutivo. LEY 17319 ART. 6. DECRETO 1589/89 ART. 3 Y 6. LEY 24076, ART. 3.	La comercialización externa de gas natural será realizada por YPFB. Cuando resulte conveniente a los intereses del país, YPFB podrá efectuarla con participación de los Contratistas de Operación y de Asociación, previa aprobación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos. LEY 1194, ART. 17.	La importación y exportación de petróleo, gas natural y derivados básicos son monopolio de la UNIÓN. CONSTITUCIÓN ART. 177. La reciente reforma del artículo 177 de la Constitución Federal elimina el monopolio anterior, en materia de transporte de gas natural por ductos, y autoriza a la UNIÓN a contratar con empresas privadas la realización de las actividades previstas en los incisos I a IV de este artículo, de acuerdo a las condiciones que la ley establezca. Dicha ley no ha sido sancionada aún.
CHILE	PARAGUAY	URUGUAY
No existen normas específicas que se opongan al desarrollo de esta actividad.	PETROPAR tiene la exclusividad para importar petróleo crudo, gas oil, naftas común y super. Hay libre comercialización para los productos derivados del petróleo. DECRETOS 4452/90, 4454/90 Y 5445/90.	ANCAP tiene el monopolio de la importación y exportación de crudo, derivados y gas natural. LEY 8764 ART. 1.

MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL DEL PERÚ

SECTOR GAS

1.-MARCO INSTITUCIONAL	2.- TRANSPORTE Y DISTRIBUCION	3. INTERCAMBIO
Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento. Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal. CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL ESTADO 1993 - ART. 66.	El transporte por gasoductos se rige por la normativa aplicable a los hidrocarburos en general (Art. 72 Ley 26221). En cuanto a la distribución del gas natural por redes, ésta es considerada por la ley como un servicio público. La prestación de dicho servicio será otorgada mediante concesión a entidades nacionales y extranjeras que demuestren tener capacidad técnica y financiera al efecto. La concesión será otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, quien designará la autoridad competente para regular el servicio público y establecerá las normas de organización, funciones, derechos y obligaciones de la autoridad regulatoria. El Ministerio dictará también el reglamento para la determinación de los aspectos relativos a: normas para el otorgamiento de las concesiones; para la determinación de los precios máximos al consumidor; de seguridad y relativas al medio ambiente.	El contratista tiene la libre disponibilidad de los hidrocarburos que le correspondan de acuerdo al contrato y puede exportarlos libre de todo tributo. También está garantizada la libre disponibilidad de las divisas que le correspondan de acuerdo a la Ley y al contrato, por la exportación de hidrocarburos o su venta en el mercado interno. ART. 39, 58 Y 66 LEY 26221.
