



LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA

INFORME FINAL

Preparado para:



Corporación Andina de Fomento

Marzo de 2003

M 545 - P 235/01

La Situación Energética en América Latina

INDICE

PRESENTACIÓN	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
INDICE DE TABLAS	5
INDICE DE GRAFICOS	8
OBJETIVO	11
INTRODUCCIÓN.....	12
ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS NACIONALES DE ELECTRICIDAD	25
LA OFERTA Y LA DEMANDA Y SUS CARACTERÍSTICAS DURANTE EL AÑO 2000 PARA SURAMÉRICA	25
Análisis por País.....	27
<i>Argentina</i>	27
La Oferta	27
La Demanda	28
Los costos marginales	29
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	31
<i>Bolivia</i>	33
La Oferta	33
La Demanda	34
Los costos marginales	36
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	37
<i>Brasil</i>	37
La Oferta	37
La Demanda	39
Los costos marginales	40
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	40
<i>Chile</i>	42
La Oferta	42
La Demanda	43
Los costos marginales	44
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	44
<i>Colombia</i>	45
La Oferta	45
La Demanda	47
Los costos marginales	48
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	48
<i>Ecuador</i>	49
La Oferta	49
La Demanda	50
Los costos marginales	51
<i>Paraguay</i>	52
La Oferta	52
Tensión.....	54
La Demanda	54
Los costos marginales	54
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	55
<i>Perú</i>	56
La Oferta	56
La Demanda	57
Los costos marginales	58
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	58
<i>Uruguay</i>	59
La Oferta	59

La Demanda	60
Los costos marginales	61
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	61
<i>Venezuela</i>	62
La Oferta	62
La Demanda	63
Los costos marginales	64
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	64
INTERCONEXIONES EXISTENTES	66
<i>Electricidad</i>	66
INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS POSIBLES.....	68
ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS NACIONALES DE GAS.....	72
ANÁLISIS POR PAÍS	78
<i>Argentina</i>	78
La Oferta	79
La Demanda	80
Los precios	83
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	85
<i>Bolivia</i>	87
La Oferta	88
La Demanda	88
Los precios	94
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	95
<i>Brasil</i>	95
La Oferta	96
La Demanda	96
Las importaciones	98
Los precios	98
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	99
<i>Chile</i>	99
La Oferta	100
La Demanda	100
Los precios	101
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	102
<i>Colombia</i>	103
La Oferta	103
La Demanda	105
Los precios	107
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	109
<i>Ecuador</i>	110
La Oferta	110
La Demanda	110
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	110
<i>Paraguay</i>	111
La Oferta	111
La Demanda	111
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	112
<i>Perú</i>	112
La Oferta	112
La Demanda	114
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	115
<i>Uruguay</i>	116
La Oferta	116
La Demanda	116
Los precios	117
<i>Venezuela</i>	117
La Oferta	118
La Demanda	119
Los precios	120
Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.	121
INTERCAMBIOS REGIONALES EXISTENTES.....	123

<i>De Argentina a Chile</i>	123
<i>De Argentina a Uruguay</i>	124
<i>De Bolivia a Argentina</i>	124
<i>De Bolivia a Brasil</i>	124
INTERCONEXIONES DE GASODUCTOS EN CONSTRUCCIÓN	125
<i>De Argentina a Brasil:</i>	125
<i>De Argentina a Uruguay:</i>	125
PROYECTOS EXISTENTES	125
<i>De Argentina a Brasil:</i>	125
<i>De Bolivia a Chile:</i>	125
<i>De Bolivia a Paraguay:</i>	126
<i>De Perú a Bolivia:</i>	126
<i>De Perú a Brasil:</i>	126
<i>De Colombia a Venezuela</i>	126
ESTRUCTURA DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LNG	127
LA REGULACIÓN SECTORIAL EN LOS MERCADOS NACIONALES.....	129
<i>El desarrollo eficiente de las interconexiones internacionales</i>	131
ARGENTINA:	133
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Argentina</i>	135
<i>Descripción Regulatoria del Sector Gas Natural en Argentina</i>	138
BOLIVIA:	151
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Bolivia</i>	152
<i>Reestructuración del Sector Gas natural en Bolivia</i>	157
BRASIL:	167
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Brasil</i>	169
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural en Brasil</i>	173
CHILE	182
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Chile</i>	182
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural en Chile</i>	186
COLOMBIA.....	188
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Colombia</i>	189
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural en Colombia</i>	192
ECUADOR	206
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Ecuador</i>	207
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural En Ecuador</i>	212
PARAGUAY	213
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Paraguay</i>	213
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural en Paraguay</i>	217
PERÚ	217
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Perú</i>	218
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural en Perú</i>	223
URUGUAY.....	233
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Uruguay</i>	233
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural en Uruguay</i>	237
VENEZUELA.....	241
<i>Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Venezuela</i>	242
<i>Reestructuración del Sector Gas Natural en Venezuela</i>	246
ANEXO I. ACUERDOS DE INTEGRACIÓN DE MERCADO	250
REGLAMENTO DE TRANSPARENCIA Y LIBRE ACCESO A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN EL MERCOSUR	250
METODOLOGÍAS TARIFARIAS	253
<i>Tarifas relacionadas con la distancia</i>	253
<i>Tarifa estampilla</i>	254
<i>Tarifa de entrada - salida</i>	254

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Oferta y Demanda de Electricidad en Suramérica	25
Tabla 2. Capacidad Instalada por tipo de combustible en el año 2001 en Argentina.....	27
Tabla 3 Generación Bruta Mw. Año 2001 en Bolivia.....	34
Tabla 4 Potencia Instalada y Efectiva de Centrales Hidroeléctricas 1997-2001 MW en Bolivia.	34
Tabla 5 Potencia Instalada y Efectiva de Centrales Termoeléctricas 1997-2001 MW en Bolivia.	34
Tabla 6 Generación Bruta de Centrales 1997-2001 GWh en Bolivia.	34
Tabla 7. Demanda de Electricidad 2001 en Bolivia.	36
Tabla 8. Distribución de la capacidad instalada en Brasil.....	39
Tabla 9 Distribución de Energía Eléctrica por sectores económicos Dic 2002 en Chile.	45
Tabla 10 Generación de Energía Eléctrica GWh (2002) en Chile.	45
Tabla 11. Interconexiones internacionales – Sistema Interconectado Nacional 2000 en Colombia.	47
Tabla 12 Generación de Energía Eléctrica MW en Colombia.	49
Tabla 13 Generación Energía Eléctrica Primer Semestre 2002 en Ecuador.	52
Tabla 14. Potencial Hidroeléctrico del Paraguay	53
Tabla 15. Desarrollo de los sistemas de alta y media tensión de Paraguay.....	54
Tabla 16 Generación Eléctrica de Paraguay.....	54
Tabla 17. Capacidad instalada año 2000 en Perú.	57
Tabla 18. Propiedad de las empresas de generación en Perú.	57
Tabla 19. Distribución de clientes en Perú.	57
Tabla 20 Evolución de la Potencia Instalada MW en Perú.	58
Tabla 21 Evolución de la Producción de Energía Eléctrica GWh en Perú.....	58
Tabla 22. Nueva Capacidad de Generación en Venezuela.....	63
Tabla 23. Consumo de Energía por sector en Venezuela. GWh 2001	65

Tabla 24. Interconexiones Existentes en Suramérica	66
Tabla 25. Evaluación General Simplificada de los Proyectos.....	70
Tabla 26. Evaluación General Simplificada de los Proyectos.....	71
Tabla 27. Evaluación Simplificada de los Proyectos	71
Tabla 28 Reservas y Producción de Suramérica, año 2000.....	72
Tabla 29 . Consumo en Suramérica por Sectores, año 2000	73
Tabla 30. Precio Marginal de Largo Plazo	76
Tabla 31. Diferencias de Costos Marginales entre Países.	76
Tabla 32. Reservas de gas natural al 31/12/2001 en Argentina.....	79
Tabla 33. Precio máximo autorizados en Argentina.	83
Tabla 34. Precio por zona en Argentina.	83
Tabla 35. Precio por cuenca en Argentina.....	83
Tabla 36. Tarifas máximas de transporte vigentes en Argentina.	84
Tabla 37. Descuentos en Argentina.....	84
Tabla 38. Tarifas de gas en Argentina.....	85
Tabla 39. Precio por Cuenca en Argentina.....	86
Tabla 40. Tarifas Máximas de Transporte en Argentina.	87
Tabla 41. Reservas certificadas de gas natural en Bolivia (En billones de metros cúbicos).....	88
Tabla 42. Importaciones de Gas de Bolivia y Obligaciones Contractuales de Recepción, Entrega y Capacidad de Transporte Firme	93
Tabla 43. Importaciones de Gas de Bolivia y Obligaciones Contractuales (cont.).....	93
Tabla 44. Precios en Bolivia.....	94
Tabla 45. Precio de Exportación.....	94
Tabla 46. Reservas de gas natural al 1/1/2000 en Brasil (en BM ³).....	96
Tabla 47. Estructura del Precio del gas natural en Chile.....	102
Tabla 48 Producción anual de Gas en Chile. (miles de m3).....	103

Tabla 49. Reservas de gas natural en Colombia al 1/1/2000 BM ³	104
Tabla 50. Consumos históricos por áreas de gas natural en Colombia. 1995-1999	106
Tabla 51. Precios del gas a boca de pozo en Colombia.....	107
Tabla 52. Sistema de Cargos máximos en Colombia.	108
Tabla 53. Precios en City Gate (Colombia).....	108
Tabla 54. Reservas de gas natural en Perú al 1/1/2000	113
Tabla 55. Estructura del precio de venta en Uruguay.....	117
Tabla 56. Reservas de gas natural en Venezuela al 1/1/2000.....	118
Tabla 57. Precios para el mercado interno de Venezuela.....	121
Tabla 58 Ventajas y Desventajas de las Tarifas Relacionadas con la Distancia	254
Tabla 59. Ventajas y Desventajas de la Tarifa Estampilla	254
Tabla 60. Ventajas y Desventajas de la Tarifa de Entrada y Salida	255

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico 1 Niveles de Beneficios.....	22
Gráfico 2. Evolución de la Capacidad de Generación Instalada en Argentina.....	27
Gráfico 3 . Plantas de Generación Hidráulica en Argentina.....	28
Gráfico 4 Plantas de Generación Térmica en Argentina.....	28
Gráfico 5. Potencia Bruta Generada Anual en Argentina.....	29
Gráfico 6. Generación por tipo de planta en Argentina.....	29
Gráfico 7. Evolución del precio de la energía en el mercado mayorista en Argentina ..	30
Gráfico 8. Relación de demanda y reservas en Argentina.....	30
Gráfico 9. Comparación entre la demanda bajo contratos y demanda en el mercado de corto plazo en Argentina	31
Gráfico 10. Evolución de las reservas en Argentina	32
Gráfico 11. Evolución de la potencia efectiva y potencia firme en Bolivia.....	33
Gráfico 12. Capacidad efectiva por fuente en Bolivia.....	33
Gráfico 13. Evolución de la demanda de energía en Bolivia.	35
Gráfico 14. Evolución del pico de demanda en Bolivia.	35
Gráfico 15. Evolución del costo marginal de generación en Bolivia.	36
Gráfico 16. Precios en el Mercado Mayorista de Energía en Bolivia.	37
Gráfico 17. Balance de Energía en Brasil.	38
Gráfico 18. Evolución de la capacidad instalada en Brasil.	39
Gráfico 19. Evolución de la demanda media mensual en los distintos sistemas de Brasil	40
Gráfico 20. Evolución del precio de venta de energía en el mercado mayorista en Brasil.	40
Gráfico 21. Riesgo de falla esperado durante la crisis energética de Brasil.....	41
Gráfico 22. Balance de Energía previsto durante la crisis energética en Brasil.....	42
Gráfico 23. Evolución de la oferta disponible en Chile.	43

Gráfico 24. Potencia instalada por fuente, año 2000 en Chile.	43
Gráfico 25. Evolución de la oferta según fuente de generación en Chile.	43
Gráfico 26. Costo Marginal de la energía vs. Nivel del embalse del Lago Laja (Chile)	44
Gráfico 27. Capacidad efectiva de generación en Colombia.....	46
Gráfico 28. Evolución de la demanda de energía en Colombia.	47
Gráfico 29. Costo marginal promedio de generación en Colombia.	48
Gráfico 30. Capacidad instalada y efectiva, año 2000 en Ecuador.	49
Gráfico 31. Capacidad instalada por tipo de combustible en Ecuador.....	50
Gráfico 32. Generación por fuente de energía en Ecuador.....	50
Gráfico 33. Precios Promedio del Mercado Mayorista, año 2000 en Ecuador.	51
Gráfico 34. Evolución de la capacidad instalada de Paraguay.....	54
Gráfico 35. Comparación entre los costos marginales y los precios finales al consumidor de Paraguay.	55
Gráfico 36. Inversiones en las distintas actividades funcionales de Paraguay.....	55
Gráfico 37. Balance de la oferta y la demanda al año 2017 en Perú.	56
Gráfico 38. Evolución de la capacidad instalada en Perú.....	57
Gráfico 39. Precio para los distintos productos de generación en Perú.	58
Gráfico 40. Perfil de Carga en Uruguay.....	59
Gráfico 41. Potencia Instalada en Uruguay.....	59
Gráfico 42. Generación según fuente en Uruguay.	60
Gráfico 43 Usos de la Energía en Uruguay.....	60
Gráfico 44. Fuentes de Generación en Uruguay.	61
Gráfico 45. Costo Marginal Semanal en Uruguay.	61
Gráfico 46. Oferta de Energía en Venezuela.....	62
Gráfico 47. Evolución de la Demanda en Venezuela.....	63
Gráfico 48. Precios del Gas Natural Previstos para el Largo Plazo en Suramérica	75
Gráfico 49. Distribución de la producción en Argentina.	79

Gráfico 50. Comportamiento del Mercado de Consumo en Argentina.....	81
Gráfico 51. Demanda Interna y Exportación Histórica y Proyectada en Argentina.....	82
Gráfico 52. Distribución de gas natural por destino en 2000 en Bolivia.	88
Gráfico 53. Distribución porcentual de la demanda interna de gas natural,de acuerdo a los sectores de consumo año 1999 en Bolivia.	89
Gráfico 54. Características Generales del Gasoducto de Bolivia.....	92
Gráfico 55. Exportación de Gas Natural al Brasil.....	93
Gráfico 56. Abastecimiento de Gas al Mercado Interno Producción Nacional e Importación por Fuentes.....	97
Gráfico 57. Distribución de la Producción de Gas	97
Gráfico 58.Distribución del Consumo de gas en Brasil por regiones	97
Gráfico 59. Proyección de la Demanda Interna en Chile	101
Gráfico 60. Proyección de la Demanda Interna por Regiones en Colombia.....	105
Gráfico 61. Abastecimiento de la Demanda Interna Colombiana. Producción Doméstica e Importación desde Venezuela.....	106
Gráfico 62. Demanda Interna y Exportación a Mercados del Pacífico (Perú)	114
Gráfico 63. Comportamiento de la Producción y Reserva de Gas en Perú.	115
Gráfico 64. Distribución del consumo de gas en PDVSA y Estructura de la demanda interna por sectores	118
Gráfico 65. Distribución de la producción de gas entre los sectores de consumo venezolanos.	119
Gráfico 66. Demanda Interna y Exportación de Gas desde Venezuela.	120
Gráfico 67 Intercambios Regionales Existentes.....	123
Gráfico 68 . Intercambios Regionales Existentes.....	124
Gráfico 69. Estructura del Sector Eléctrico en Paraguay	215
Gráfico 70. Estructura del Sector Eléctrico en Perú.....	220

OBJETIVO

Los objetivos fundamentales de la Corporación Andina de Fomento (CAF) son promover la integración regional y el desarrollo sostenible. Enmarcado dentro de estos objetivos se encuentra la promoción de la integración energética suramericana, la cual consiste no solamente en la construcción de la infraestructura física que una las redes de transporte de energía de los países, pero también en la creación y fortalecimiento de las instituciones que definen las políticas y regulan las industrias, de la creación de incentivos para la participación del sector privado, y el desarrollo y mantenimiento de marcos regulatorios adecuados a los requerimientos de las transacciones internacionales. Dentro de las actividades realizadas para cumplir con estos objetivos, la CAF realiza diagnósticos de la existencia de cuellos de botella y eslabones faltantes en la infraestructura regional que permita obtener los beneficios de una mayor integración. Es por ello que la CAF ha solicitado a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Empresa Mercados Energéticos el desarrollo del presente estudio, a fin de evaluar el desempeño de los mercados de oferta y demanda eléctricos y gasíferos de América Latina, identificando las principales barreras existentes y las estrategias energéticas recomendables.

En este estudio se determinan los recursos de oferta y demanda existentes y futuras, el estado de las reformas estructurales de los sectores energéticos emprendidas en la región, sus avances, las mejores prácticas y las posibilidades de su profundización, así como el potencial de integración y los beneficios que se obtendrían de ésta. Para ello, el documento se ha dividido en tres secciones. En la primera se analiza el estado de situación del sector eléctrico en los países de Suramérica y en la segunda la situación de la industria del gas natural. La tercera sección presenta los marcos regulatorios de los países y como éstos permiten el funcionamiento eficiente de los mercados energéticos. Dada la enorme interdependencia entre ambos sectores y que en muchos casos los arreglos institucionales son comunes para ambas industrias, se decidió presentar los marcos regulatorios de ambas industrias uno a continuación del otro.

INTRODUCCIÓN

Los subsectores eléctrico y gasífero latinoamericano tienen una profunda relación entre sí. Esta relación está dada por la existencia de ingentes reservas del gas natural, de los avances tecnológicos de las turbinas para la generación eléctrica con gas natural, el crecimiento esperado de la demanda tanto de la electricidad como del hidrocarburo y los requerimientos de sustitución de la infraestructura de oferta existente debido a su baja eficiencia.

En la expansión de la oferta de electricidad de la región existen dos opciones básicas en lo que se refiere a su ubicación física. Si bien la producción actual del subsector eléctrico en la región es mayoritariamente hidráulica, su expansión en la mayor parte de los países se desarrollará sobre la base de centrales térmicas cuyo combustible es el gas natural. Una forma para suplir la creciente demanda es generar la electricidad cerca de los centros de consumo, lo cual requiere transportar el gas hasta esa planta. Alternativamente, es posible expandir la oferta en localidades cercanas a las fuentes de energía, sean centrales térmicas cercanas a la “boca de pozo” o centrales hidráulicas cercanas a los ríos. Para ello es requerido construir líneas de transmisión desde centrales con capacidad disponible, ampliar centrales existentes,¹ y reforzar o construir nuevos enlaces entre los centros de generación y los centros de consumo. Esto hace que el transporte de gas y la electricidad compitan. Por el otro lado, una vez definida una alternativa para suplir la demanda, el crecimiento de la capacidad instalada va a conllevar un aumento del uso del gas natural, lo que indica la complementariedad de ambas fuentes energéticas.

En términos de transporte de energía, el transporte de gas y la electricidad presentan una fuerte competencia al momento de decidir la ubicación de la planta en la etapa de estudios de factibilidad. Cada alternativa tiene sus costos y beneficios que son cuidadosamente detallados para evaluar la conveniencia de utilizar un mecanismo de transporte de energía u otro. Cuando el flujo de energía es unidireccional² Para grandes distancias, transportar gas es más económico, debido a que el transporte eléctrico se hace ineficiente por problemas de estabilidad de las redes y por pérdidas de energía. De igual manera, transportar grandes volúmenes de energía es más eficiente si se transporta el gas debido a que las economías de escala son mayores. Por ejemplo, transportar gas

¹ Una alternativa muy utilizada en el mundo es la adición de turbinas a una planta aprovechando los gases de escape de las unidades existentes, mejorando notablemente la eficiencia del conjunto. En algunos casos, la eficiencia se ha incrementado en un 50%, es decir, donde antes se producían dos unidades de energía, ahora se pueden producir tres. Este proceso es llamado comúnmente cerrar el ciclo de la planta.

² El flujo de energía es unidireccional cuando una planta o un campo de producción se une a un centro de consumo a través de un único medio de transporte, bien sea una línea de transmisión o un gasoducto. A esto se le llama un sistema radial. A medida que los sistemas crecen, sin embargo, pueden existir muchos centros de consumo y muchas fuentes de energía conectadas entre sí, a través de un “sistema interconectado” en red. En este caso, existen otros factores adicionales a la distancia que intervienen en la ecuación para determinar los costos de una opción u otra. En la región suramericana, como se describe en el texto, los sistemas eléctricos dentro de los países son mayormente interconectados y los sistemas de transporte de gas son típicamente radiales, aunque en el cono sur se está incrementando la densidad, lentamente convirtiéndose en un sistema en red.

para alimentar a una planta de generación de energía eléctrica de 2000 MW³ cercana a la carga cuesta aproximadamente 5 US\$/MWh cada mil kilómetros y 7,7 US\$/MWh para 1000 MW, en cambio al hacerlo vía una línea de 500 kV esos valores ascienden a 6,3 y 7,5 US\$/MWh. Para llegar a esos 5 US\$/MWh, sería requerido transportar 6400 MW a una tensión de 800 kV. Cuando es necesario cambiar de frecuencia, como es el caso de Brasil con los países vecinos del MERCOSUR, se debe sumar 5 US\$/MWh.

Adicionalmente, el transporte de gas tiene la ventaja de que es escalable, es decir, con inversiones adicionales se puede incrementar su capacidad de transporte. Por ejemplo, una inversión adicional de 225 MM \$ en estaciones de compresión en el Gasoducto Bolivia Brasil, con un monto invertido de 2000 MM \$, llevaría la capacidad de 17,2 millones de m³ a 30 millones de m³. Otra ventaja del transporte de gas natural es que permite reemplazar combustibles alternativos en procesos industriales, como por ejemplo el diesel, o en usos residenciales como el gas licuado de petróleo, los cuales tienen un elevado valor en el mercado mundial.

Por el otro lado, el transporte eléctrico tiene ciertas ventajas respecto al gas. En primer lugar, la capacidad de transmitir energía en dos direcciones permite aprovechar la complementariedad de los recursos y de la demanda. Por ejemplo, dos sistemas con hidrologías complementarias, es decir, en un sistema existe abundancia de agua que se vierte por falta de demanda y en la otra existe escasez, podrían compartir la capacidad instalada requiriéndose reservas menores.⁴ En segundo lugar, sistemas que poseen matrices energéticas muy diferentes, por ejemplo un país con una gran proporción de su generación hidráulica y otro con una proporción importante en base a gas, permite complementar sus recursos y reducir los requerimientos de reservas para asegurar el suministro. En tercer lugar, debido a que la distancia entre las redes de transporte de países vecinos es menor en el sistema eléctrico que en el gasífero, la infraestructura necesaria es menor, y por lo tanto los costos de inversión son menores. Finalmente, pero no por ello menos importante, una mayor oferta permite que recursos más económicos sean despachados, reduciendo el precio que los usuarios pagarían por su energía.

En las décadas anteriores, el desarrollo del subsector eléctrico en América Latina permitió la interconexión dentro de las regiones más importantes de cada país, motorizado por la disponibilidad de recursos hídricos en un marco de desarrollo predominantemente estatal. Este proceso de integración interna aún no ha terminado, encontrándose importantes regiones de muchos países todavía aisladas como es el caso del Sistema Patagónico en Argentina y el Norte Grande de Chile, o con interconexiones débiles, como es el caso del norte brasileño con la zona centro y sur, el norte peruano, y el occidente venezolano.

³ La ciudad de Caracas, por ejemplo, tuvo un pico de demanda de aproximadamente 1900 MW en el año 2001.

⁴ El nivel de las reservas viene dado por una variedad de factores. Entre estos se encuentran la probabilidad de que en un sistema con un componente hidráulico importante no exista suficiente agua en los embalses para cubrir la demanda. Otro factor viene dado por la probabilidad de falla de algún componente del sistema, tales como unidades de generación, líneas de transmisión, subestaciones, etc.

La integración energética dependerá de esta importante interrelación entre ambos subsectores energéticos, debido a un cambio en la visión de los países acerca de sus sectores energéticos, ya que al pasar ésta de un modelo fundamentalmente estatista y fuertemente regulado, a uno donde mayormente predomina la visión de que el mercado, podría mejorar la eficiencia de la capacidad instalada, orientar las inversiones en infraestructura y reducir los costos de la energía mientras se incrementa la calidad del servicio. La profundización de la visión de mercado debe continuar, sin embargo, para reemplazar la visión nacional existente por un modelo regional que permita extender los beneficios de la integración más allá de las fronteras regionales.

El subsector gasífero, que también fue desarrollado en ámbitos de empresas estatales, tiene redes de transporte interno reducidas. Las redes de transporte interno más avanzadas se encuentran en Argentina y Venezuela aunque en este último aún faltan interconexiones que integren la red interior. Colombia, Chile, Brasil y Bolivia también tienen un sistema de transporte importante en desarrollo con proyección. Sólo Argentina y Venezuela tienen mercados internos maduros donde el consumo de gas constituye cerca del 50% de la mezcla de energía primaria.⁵

Las primeras interconexiones energéticas entre países de la región tienen su origen en:

- El desarrollo de grandes obras hidroeléctricas sobre ríos binacionales: Itaipú, Salto Grande y Yacyretá.
- El desarrollo de interconexiones para requerimientos de oportunidad o para problemas locales entre Venezuela, Colombia y Ecuador.
- Exportaciones de gas de Bolivia a Argentina.

Estas interconexiones no fueron efectuadas como las primeras etapas de una integración sino asociadas al aprovechamiento de requerimientos localizados y puntuales, tales como las centrales hidroeléctricas binacionales impulsadas por el país demandante o la transacción de gas o electricidad ante excedentes y déficit de las partes.

El modelo de desarrollo estatista de los sectores energéticos de la década del 70 se agotó y probó ser inadecuado al precipitar la crisis de la deuda externa de los países latinoamericanos. La falta de separación del papel del Estado como empresario, fijador de políticas y al mismo tiempo como regulador, produjo distorsiones en la administración del sector energético. Estas distorsiones politizaron las decisiones sectoriales, impulsando el manejo ineficiente de las empresas y comprometiendo su capacidad de endeudamiento.

La crisis del modelo estatista de desarrollo durante los ochenta propició, durante la década de los noventa, transformaciones sin precedentes en los mercados energéticos latinoamericanos. La respuesta a la crisis estuvo caracterizada por un cambio notable

⁵ En Venezuela, sin embargo, una proporción muy importante de la producción de gas natural se utiliza para la reinyección, permitiendo recuperar una mayor cantidad de petróleo de un pozo. Solo dos ciudades venezolanas, Caracas y Puerto La Cruz, poseen redes de distribución y solo cubren parcialmente la demanda.

desde el punto de vista conceptual, basado en un sistema que promueve la liberalización de los mercados y la incorporación del sector privado a la actividad energética. El cambio de paradigma buscó, a través de mecanismos de mercado, premiar la eficiencia, incentivar la competencia en los mercados contestables⁶ y un servicio de mejor calidad para el usuario. Fue así como se dieron transformaciones de magnitud en la industria eléctrica y de gas natural, para las cuales se crearon nuevos marcos regulatorios y instituciones en función de estas normas.

Con este nuevo paradigma se producen los procesos de transformación que se inician a fines de la década del 80, y llegan al siglo XXI consolidados en buena parte de América del Sur. Casi todos los países han expresado en leyes sus transformaciones. Algunos todavía no las han implementado como es el caso de Uruguay y Venezuela, y otros que aún están en un proceso de transición hacia un modelo de mercado como en Brasil y en Ecuador.

En esta nueva etapa, el sector privado incursiona en la ejecución de los proyectos de gasoductos y interconexiones eléctricas. Los gasoductos entre Argentina y Chile (Norandino, Gasatagama, Pacífico y GasAndes); entre Argentina y Uruguay (del Litoral y Cruz del Sur); entre Argentina y Brasil (Uruguiana); entre Bolivia y Argentina (Bermejo-Ramos y Madrejones-Campo Durán) y entre Bolivia y Brasil (Santa Cruz-Sao Paulo y Cuiabá); y las interconexiones eléctricas entre Argentina-Chile y Argentina- Brasil son proyectos desarrollados a riesgo por el sector privado.

A pesar de que la mayor parte de los marcos regulatorios incentivan la competencia, la misma no siempre es lograda debido a las mencionadas restricciones estructurales. Ocurre especialmente así en el subsector gas, donde las empresas productoras actúan en la mayoría de los países como un monopolio de hecho. Tal es el caso de Brasil, Perú, y Venezuela, siendo en Colombia, Bolivia y Argentina donde existe algún grado de competencia.

En este contexto el desarrollo de los subsectores eléctrico y gasífero requieren de regulaciones e instituciones diferentes y tienen dos estados diferenciados:

- El desarrollo de la estructura básica sectorial asociado a la captura de mercados aislados o a la sustitución de combustibles (introducción del gas natural en la mayor parte de los países, y una mayor integración del subsector eléctrico, especialmente en aquellos países con regiones aisladas o con vínculos débiles).
- El desarrollo del mercado competitivo sectorial.

⁶ La teoría de los mercados contestables establece que no es necesario tener mercados altamente competitivos para lograr los beneficios que traería una mayor competencia. Es requerido, sin embargo, que existan ciertas condiciones para que un productor que tiene muy pocos competidores (o ninguno!) se “comporte” que si tuviera muchos competidores. Entre estas condiciones se encuentran la necesidad de que existan muy pocas barreras a la entrada (por ejemplo procesos para obtener permisos, licencias y autorizaciones cortos y sencillos; requerimientos relativamente bajos de capital, o alternativamente mercados financieros relativamente desarrollados) y a la salida (requerimientos para seguir operando, aunque sea a pérdidas; facilidad para transferir la propiedad, existencia de mercados secundarios), que no existan restricciones al uso de la capacidad de transporte (por ejemplo el requerimiento de acceso abierto), ausencia de clientes “cautivos” por algún agente, etc.

El ingreso del gas de CAMISEA en Perú corresponde claramente al primer estado, y el subsector eléctrico argentino, especialmente en los nodos centrales, al segundo. En la mayor parte de los sectores, en cambio, conviven los dos estados necesitándose tratamientos regulatorios e institucionales consistentes, los cuales difieren mucho de los que pueden establecerse en países desarrollados donde existe, en primer lugar, organismos con competencia comunitaria como es en el caso de Europa e instituciones con competencia federal, como es el caso de Estados Unidos y Canadá. Además, se requiere cierta consistencia entre los mercados de gas y los correspondientes al subsector eléctrico que tengan en cuenta su diferente característica y estado de desarrollo, pero que también considere que las decisiones regulatorias sobre el subsector gas, especialmente en lo que hace a la expansión, tarificación y competencia definen el comportamiento de los actores en el subsector eléctrico. De otra forma, se podrían dar señales que motiven el desarrollo de una opción a expensas de la otra, cuando la opción rechazada, en un marco armonizado entre los dos sectores, podría haber sido la solución eficiente. Por ejemplo, si el transporte de gas es remunerado en dólares de los Estados Unidos, pero la transmisión eléctrica es remunerada en la moneda local, podría escogerse la opción de ubicar una planta nueva cerca del campo de producción de gas para limitar el riesgo cambiario. Estos requerimientos se hacen más críticos cuando se analiza el desarrollo de interconexiones internacionales porque esas diferencias se manifiestan de forma más aguda.

Una visión general de la situación de cada país es:

- Argentina inició el proceso de transformación en los sectores de gas y energía eléctrica en 1991. En el primero se creó el marco regulatorio y se transfirieron los activos de producción, transmisión y distribución a empresas privadas, mientras que en el segundo se concretó rápidamente su marco regulatorio. La privatización de las empresas eléctricas, sin embargo, ha sido muy gradual y todavía falta transferir la distribución, las cuales pertenecen a muchas jurisdicciones. En el proceso de reestructuración se definen muchos de los elementos que promueven la integración, porque desde un comienzo se visualizó a Argentina como un país clave en ese proceso, junto con los otros líderes regionales, Bolivia y Colombia. El sector gas está caracterizado como una industria en manos del sector privado, con una estructura de oligopolio en la oferta, que abastece la demanda interna y exporta una parte importante de su producción. Los productores de gas necesitan ampliar su mercado para monetizar⁷ las reservas adquiridas. En el sector eléctrico se desarrollaron las primeras expansiones de transmisión internacional, desarrolladas por el sector privado junto a Chile y Brasil.
- Bolivia ha encarado una profunda transformación en su sector energético, completando el proceso de privatización tanto del gas como de la energía eléctrica.⁸

⁷ El término monetizar, muy común en la jerga de la industria del gas natural, significa transformar las reservas que se encuentran en los yacimientos, en ingresos para recuperar las inversiones realizadas en la exploración y explotación de los campos.

⁸ La comercialización del gas que se exporta a Brasil, sin embargo, todavía se encuentra a cargo de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Sus importantes reservas de gas le permite ampliar sus mercados para lograr monetizar las mismas. Aún está por definirse si el proyecto de exportación de gas natural licuado se va a dar y cual es el puerto que se va a utilizar, y por lo tanto la ruta del gasoducto. Con respecto al transporte de gas, en términos de integración, los cronogramas de expansión se siguen cumpliendo. El sector eléctrico presenta un exceso de oferta disponible pero al tener una demanda nacional pequeña no tiene ventajas diferenciales que permita aprovecharlas al integrarse con sus vecinos, tales como el uso de reservas, o disponibilidad hidráulica.

- Chile fue pionero en la transformación de su sector eléctrico durante el comienzo de la década del 80, no sólo a nivel regional, sino también mundial. No obstante, la privatización no es seguida de la creación de un mercado competitivo debido a una excesiva concentración inicial de la generación y una difusa separación vertical de la transmisión. A pesar de existir ventajas importantes para una integración eléctrica,⁹ la misma no existe por la falta de una regulación específica para comercio internacional de energía eléctrica. En gas natural, sin embargo, existe una fuerte integración con Argentina. Chile resulta un claro ejemplo de que cuando se abren los mercados y se promueve la participación privada en el desarrollo energético, es factible la integración por medio del desarrollo de la infraestructura necesaria.
- Colombia en 1994 aprobó la transformación del sector energético. En el sector eléctrico existe una bolsa de energía con declaración de precios, separación de actividades y libre acceso a la transmisión nacional. Debido a los elevados incentivos a instalar capacidad de generación térmica, en parte para paliar los efectos climáticos y por ende la falta de disponibilidad de energía, existe una amplia capacidad disponible. Por el lado de la infraestructura de transporte, sin embargo, su principal problema es la guerrilla, la cual ha afectado el funcionamiento del sistema de transmisión y en consecuencia el normal funcionamiento del mercado eléctrico. En principio no hay un problema de agotamiento de reservas, por el contrario, cuenta con posibles excedentes de exportación si encuentra una estrategia coherente para movilizar hacia el mercado dichas reservas. La infraestructura de transporte ya ha sido construida y en algunos casos es probable que se presente una capacidad ociosa considerable. Durante 1999, en el sector gas se introdujeron importantes cambios para atraer inversores extranjeros y para introducir una mayor desregulación a partir del 2005.
- El proceso de reestructuración en Brasil se inicia en 1995. Aún continúa, sin embargo, el proceso de privatización y el ajuste del marco regulatorio. Su sistema eléctrico es mayoritariamente hidroeléctrico, con cierto nivel importante de atraso en las inversiones y con problemas de financiamiento que intenta resolverse con una participación del capital privado en obras planificadas por el Estado. La necesidad de reducir costos y lograr inversiones en generación eléctrica en un corto período de

⁹ La central Termoandes que abastece el Norte Grande de Chile es un caso interesante. A pesar de que existen grandes excedentes en el Sistema de Norte Grande y de estar ubicada físicamente en Argentina, no está vinculada al sistema interconectado de Argentina. Esta planta podría conectarse al sistema Argentino, y podría, de forma indirecta, interconectar los dos grandes sistemas de Chile, ahora separados, a través de Argentina. A su vez, esta central podría vender sus excedentes a Brasil.

concreción, permite que una parte del abastecimiento de su gas provenga de Bolivia. En los que respecta al sector gasífero, existen en Brasil importantes barreras en la competencia debido a la posición dominante de Petrobrás en el mercado, a pesar de que las regulaciones permiten la participación del sector privado.

- Ecuador aprobó en abril de 1999 un nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico. La privatización, sin embargo, no se ha producido y los resultados se reflejan en la falta de inversiones en proyectos de generación, la salida de generadores privados, una cartera vencida de los distribuidores que representa el 60% de la facturación, volatilidad en precios por problemas regulatorios y saturaciones en la red de transmisión. Esta situación ha creado una crisis energética, evidenciando la falta de garantía de abastecimiento en el corto plazo, la cual va a ser paliada en el corto plazo con la interconexión con Colombia a partir de Enero de 2003 y con Perú en la primera parte de 2004. No se usa el gas natural en el país, previéndose en un corto periodo la primera central que use este tipo de combustible.
- Perú introdujo mecanismos de mercado para gobernar su sector eléctrico en 1994. La expansión de la transmisión la deben realizar los agentes en función de sus requerimientos, pero no existe un procedimiento normado. Existen algunas decisiones de expansión determinadas por el estado, a cargo del usuario final. Los servicios auxiliares son suministrados por los generadores como obligación y no están establecidos para las interconexiones. Perú ha avanzado poco en los temas asociados tales como la confiabilidad de servicio y ésta no ha alcanzado un nivel de homologación adecuado. No está detallada la regulación para exportación e importación, lo que dificulta su integración eléctrica con los países vecinos.¹⁰ En relación con el sector del gas natural, Perú posee importantes reservas en Camisea, los cuales se componen de gas y condensados, los cuales requerirán dos gasoductos separados, uno para abastecer la demanda doméstica de gas, básicamente a Lima, y

¹⁰ En Diciembre de 2002 los representantes del sector energético de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela aprobaron el “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” [<http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D536.htm>] (Decisión 536 de la Secretaría de la Comunidad Andina) donde se establecen los elementos fundamentales que van a regir el funcionamiento de los mercados integrados de electricidad. Estos elementos son:

- Remueve cualquier tipo de discriminación de precios o de cualquier otro tipo de discriminación
- El tratamiento a la generación doméstica es igual al tratamiento a la generación foránea, sujeta a los mismos cargos, y recibiendo los mismos conceptos de remuneración.
- Las restricciones a las transacciones van a estar dadas por las limitaciones físicas de los enlaces, tanto domésticos como internacionales
- Garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional
- El uso físico de las interconexiones es independiente de los contratos de compra-venta y de los mercados de oportunidad existente tanto dentro como entre los países.
- El uso físico de las interconexiones se determinará por medio del despacho económico coordinado entre los países
- Permite las transacciones "de oportunidad" también llamadas "Spot" o de corto plazo, así como transacciones de largo plazo o contratos bilaterales (i.e., contratos bilaterales).
- Requiere que la expansión de los sistemas de transmisión, tanto nacionales como los enlaces internacionales, se hagan de forma coordinada entre los distintos países
- Establece una entidad supranacional para ventilar divergencias en las transacciones.

el otro para exportar los líquidos. Los costos de producción de electricidad hasta entonces serán elevados.

- Paraguay no ha encarado una transformación de su sector eléctrico manteniendo la estructura monopólica estatal. Es un fuerte exportador de energía hidroeléctrica a través de Itaipú y Yaciretá. Tiene su abastecimiento asegurado dentro de un horizonte muy amplio, aunque requiere de inversiones importantes para actualizar su infraestructura. No posee ni petróleo ni gas, por lo que el desarrollo de estas industrias se percibe como remota. La actividad actual en el sector hidrocarburos esta limitada a la importación, refinación y comercialización del petróleo. Petropar actúa en todas estas actividades como un monopolio. Existen varios proyectos de gasoductos originados en Bolivia o el Nor-Oeste Argentino, que podrían pasar por territorio de Paraguay con destino a Brasil, pudiendo abastecer la demanda interna de este país.
- Uruguay ha encarado un proceso de transformación modesto en su sector eléctrico, permitiendo cierto grado de competencia en generación, y autorizando a grandes usuarios a contratar su suministro a través de contratos libremente pactados con generadores. El sector gasífero uruguayo ha producido una apertura moderada, privatizado la distribución de gas en Montevideo. La necesidad de tener en un futuro inmediato energía termoeléctrica facilitó la entrada de gas importado al país y está en desarrollo la construcción de una central térmica que está bajo licitación, cuya producción podría incluso exceder la requerida para la demanda local. Este país está fuertemente integrado con Argentina desde la puesta en servicio de la central binacional de Salto Grande. Durante más de 15 años se realizaron intercambios de oportunidad entre ambos países, pero en el 2000 se concretaron contratos entre la empresa estatal UTE y generadores privados de Argentina. Estos contratos con la modalidad de potencia, ofrecen opciones de compra de energía, y se utilizan fundamentalmente para disminuir el precio de la energía en Uruguay. Argentina tiene ventajas relativas, que hace probable que se constituya en el abastecedor de energía de Uruguay, ya sea a través del gas, energía eléctrica o ambos.
- Venezuela esta en un proceso de transformación de sus sectores eléctricos y del gas natural, de acuerdo las leyes y decretos aprobados durante 1999 que reestructuran ambos sectores. No ha definido, sin embargo, una política clara con respecto a su transformación. Ambas leyes buscan la modernización de la industria, pero no existe voluntad política para avanzar en ese proceso. De acuerdo a los estudios realizados por el Ministerio de Energía y Minas para crear un mercado competitivo, el modelo se basaría en la oferta de generación por costos marginales, planificación en la transmisión y con un centro dominante asignado a la demanda. El margen de reserva actual es bajo, debido a la alta tasa de indisponibilidad de algunas unidades de generación térmica y a restricciones de transmisión, lo que limita las posibilidades de despacho de algunas plantas. La expansión de la generación podría basarse en unidades que utilizan como combustible el gas natural, el cual tiene costos muy inferiores a los combustibles líquidos. Sin embargo, para que sea factible esta expansión es necesario que sea confirmada la disponibilidad de este combustible en cantidad suficiente como para abastecer los requerimientos de la generación térmica, que dependerá de la política que se aplique a la industria del gas natural. A diferencia del sector eléctrico que si obliga a la separación de las actividades de

generación, transmisión y distribución, en el sector gasífero no se obliga a tal separación, manteniendo la estructura quasi-monopólica de la industria la cual está básicamente en manos de PDVSA-Gas, filial de la petrolera estatal de PDVSA.

Resumiendo lo expuesto, es posible caracterizar a la región de la siguiente manera:

- Las transacciones en sus sectores eléctricos se basan en mecanismos de mercado, los cuales se pueden considerar desarrollados o en desarrollo, excepto en Venezuela, Uruguay y Paraguay.
- Los sistemas eléctricos requieren de altas reservas, en términos comparativos con los países desarrollados, para suplir la demanda que la generación hidráulica no puede satisfacer durante los años de baja pluviosidad.
- Sus sistemas hidráulicos crean la necesidad de una regulación muy administrativa, afectando el desarrollo de mercados eléctricos, especialmente en Brasil y Ecuador.
- Los sistemas eléctricos fueron desarrollados con una visión de las estructuras y necesidades de cada país, quizás a expensas de una mayor integración regional.
- La planificación estatal participa de forma considerable en la definición y diseño de los sistemas de transmisión eléctrica, en particular en Ecuador, Colombia, Venezuela, Paraguay, Brasil y en alguna medida Argentina y Perú. No obstante, la integración eléctrica se deja a cargo del sector privado, creando asimetrías en el tratamiento a los diferentes actores y donde la visión local introduce barreras que dificultan la ejecución de las interconexiones.
- El gas natural es el combustible a utilizar en la expansión de la capacidad de generación en el sector eléctrico.
- El mercado de gas se encuentra en estadios incipientes de desarrollo, siendo muy poco competitivo en relación con los sectores eléctricos y presenta grandes divergencias con el primero, lo que en muchos casos distorsiona las señales económicas de inversión.
- En los sistema de transporte de gas donde el sector privado es participante pero tiene un monopolio dificulta que las políticas de desarrollo no evolucionen en función de reglas de mercado.

Los beneficios de la integración para los países serían, en términos generales, los siguientes:

- Argentina: la monetización de sus reservas y la construcción de la infraestructura de interconexión que le asegura el suministro futuro de fuentes alternativas de producción
- Bolivia: La monetización de sus reservas.

- Colombia: la monetización de sus reservas y la construcción de la infraestructura de interconexión que le asegura el suministro futuro de fuentes alternativas de producción.
- Uruguay y Paraguay: reducir costos de producción de energía eléctrica aprovechando su ubicación geográfica cercana a Brasil.
- Venezuela: la monetización de sus reservas y la solución de problemas de transmisión eléctrica en el corto plazo.

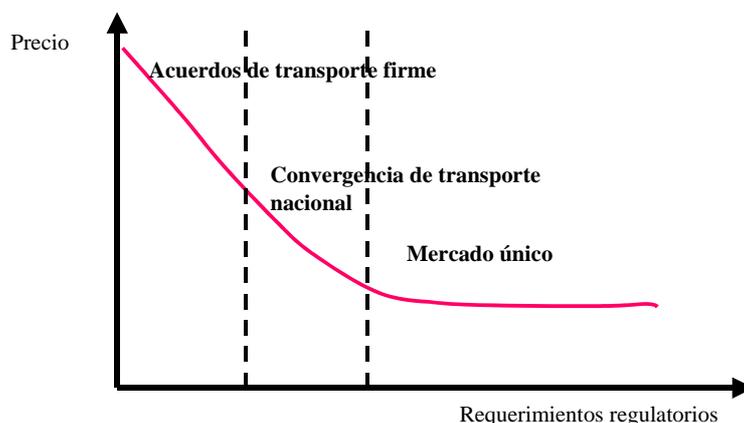
Un incremento de las interconexiones internacionales en el subsector eléctrico en la región, dará beneficios que producen un efecto directo sobre los costos o precios, tales como el menor uso de combustibles no renovables reemplazados por un mejor despacho del parque de generación, y en particular; por un mayor uso del agua almacenada en los embalses, principalmente en Brasil y Ecuador, que se vierte en años hidrológicos medios o ricos por no tener una demanda capaz de utilizar dichos recursos. Otros beneficios de las interconexiones, además de mejorar los precios a los consumidores, también mejoran la “calidad del mercado”, introduciendo una mayor competencia al incrementar el número de participantes, el mayor volumen del mercado y la estabilidad regulatoria. También debe destacarse que las mejoras cuantitativas suelen ser diferentes si se miden desde un enfoque macroeconómico si se refieren al impacto sobre empresas y consumidores.

Se pueden plantear diferentes escenarios para realizar la evaluación de los beneficios en forma cualitativa y cuantitativa:

- **Sistema Regional sin intercambios**
- **Sistema Regional con intercambios probables:** entre BR-AR a 5,000MW, CH-AR 500 MW, UR- BR 500 MW, CO – EC y PE – EC de 250 MW.
- **Mercado Regional con intercambios posibles:** BR-AR hasta 10,000MW, CH-AR hasta 2,000MW, BR-UR hasta 1,000MW, VE- CO 1000 MW y EC- PE – CO 500 MW.
- **Mercado Regional totalmente integrado** superando los últimos valores de intercambio

Estos escenarios presentan diferentes niveles de beneficios, pero simultáneamente requiere instituciones más sofisticadas para manejar el mercado regional, como se aprecia en la siguiente gráfica:

Gráfico 1 Niveles de Beneficios



El análisis se centrará sobre el efecto que puede resultar de alcanzar el nivel de intercambios *posibles* dado que el mercado con intercambio en los niveles de interconexión *probables* es el que se puede alcanzar con la regulación existente con pequeñas modificaciones y no presenta tanto interés. Además, éstos son los niveles de potencia que se pueden llegar a intercambiar manteniendo los sistemas nacionales con niveles de seguridad aceptables. Entre los posibles beneficios que aportan las interconexiones entre dos mercados se pueden mencionar los siguientes, clasificados en económicos directos y de calidad de mercado:

Los beneficios económicos directos pueden ser del orden de la inversión en interconexión a realizar en cada país para las interconexiones Argentina Brasil y muy superior a la inversión para Ecuador en su interconexión con Colombia y Perú. El despacho económico produciría menores costos debido a:

- Una mayor eficiencia operativa por medio del mejor uso de recursos energéticos renovables, reemplazando el uso del gas natural y combustibles líquidos por agua no vertida. La optimización de la operación de los embalses producirá mejores resultados; es decir, menor costo de abastecimiento y mayor calidad del servicio, en la medida que exista mayor diversidad hidrológica, mayor parque térmico de respaldo y mayor demanda a abastecer.
- La optimización del rendimiento hidráulico del conjunto al hacer más estables los requerimientos hidráulicos.
- Una mayor eficiencia en la inversión en generación, por medio de la optimización del uso de la infraestructura disponible de generación eléctrica, reduciendo, para un determinado objetivo de calidad del servicio los requerimientos de potencia de reserva, de potencia máxima asociada a la complementariedad de las demandas diaria, estacional y en condiciones extremas (año seco o máxima indisponibilidad).

- Una mayor eficiencia en la inversión en transmisión por medio de la optimización del uso de la infraestructura de transporte eléctrico, al permitir una mayor utilización de la capacidad remanente para la optimización del despacho, y por el incremento de la capacidad de transporte debido a la existencia de caminos alternativos ante situaciones de emergencia.
- Reducción de los precios por dos factores. En primer lugar, debido a la mayor competencia entre los agentes, como fue mencionado anteriormente. Pero de igual manera, debido a que existe un mayor número de agentes y tanto el número de transacciones como el volumen de intercambio crece, se reduce la volatilidad de los precios, lo que se traduce en un menor riesgo. Un menor riesgo, a su vez, se traduce en menores precios a través de una menor prima por riesgo.
- Debido a economías de escala por el ámbito regional de los proyectos, también se produce una reducción de costos de operación y mantenimiento.
- Incremento de la competitividad (especialmente en Chile y Colombia). La integración puede tener un efecto positivo reduciendo las posibilidades de ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes.

Existen importantes beneficios adicionales en la integración energética regional, tales como:

- Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la mencionada optimización del despacho, con reducción del uso de combustibles fósiles.
- Reducción de riesgos regulatorios y otros que podría introducir en los negocios la participación del Estado como agente del mercado al diluir su presencia (esto bien puede ser un limitante de la ejecución de interconexiones o de ser resuelto con la implementación de un sistema de mercado robusto, un beneficio que introducen las mismas).
- Mejora de la seguridad de abastecimiento, debido a que el incremento de las interconexiones aumenta la confiabilidad de servicio. Además es posible lograr un incremento importante de la calidad del suministro, si se aplica un criterio de uso del sistema, que permita a los operadores de los sistemas acordar intercambios en situación de emergencia.
- Integración de regiones aisladas o mejora de calidad en zonas con conexión radial. Esto es consecuencia de la necesidad de hacer sistemas de interconexión entre países. Por ejemplo en el NEA argentino o en zonas de frontera de Brasil es posible incrementar la calidad de servicio y la seguridad de suministro al incrementarse la cantidad de líneas que llegan a dichas zonas. También es posible que zonas con densidades relativamente bajas y que se encuentran aisladas puedan interconectarse a sistemas troncales debido a que se encuentran en la vía hacia las fronteras. Por ejemplo, el norte de Bolivia que actualmente es un sistema aislado, podría beneficiarse de la integración si el país andino se interconectara con Perú.

- Al existir referencias de precio comparables entre los países, es posible comparar como los costos se adjudican a las diferentes clases de consumidores, en particular los consumidores con tarifas reguladas. De igual manera, cuando los flujos a través de las interconexiones se incrementan, existe la tendencia a armonizar los marcos regulatorios. Entre los elementos que se armonizan es la categorización de los grandes clientes o clientes no regulados, normalmente hacia el país que posee menores restricciones, incrementándose el número de agentes que demandan servicios de energía y promoviendo la entrada de nuevos actores, tales como los comercializadores. Esto mejor las señales económicas evitando subsidios cruzados.

Cuantificar el efecto acumulado y progresivo de los beneficios es una tarea ardua y muy delicada, y que puede dar errores importantes dado que se debe trabajar sobre beneficios asociados a la diferencia de precios, cuya evolución individual está sujeta a importantes incertidumbres.

En la siguiente sección se analiza la oferta y la demanda de electricidad en Suramérica, así como los costos y la eficiencia sectorial, apreciándose grandes divergencias entre los sistemas de los distintos países. La integración de la infraestructura eléctrica, como ya se mencionó anteriormente, tendería a lograr una mayor eficiencia sectorial. Como es experiencia en otras partes del mundo, la integración tiende al sistema del país con mayores libertades.

De forma opuesta a muchas propuestas de consenso donde se tiende a términos medios, la integración energética apunta a los mejores elementos de todo sistema. Si estos elementos se hacen compatibles, el resultado sería una mejoría sustancial de la calidad y términos se intercambio, y por ende, se mejorarían las perspectivas de desarrollo de Suramérica de forma sostenible.

ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS NACIONALES DE ELECTRICIDAD

En esta sección del informe se detalla el balance de energía del sector eléctrico de los países, tanto la oferta por tipo de combustible, así como la demanda existente para el año 2000.¹¹ Se hacen apreciaciones sobre el comportamiento futuro de las mismas, dado el estado de avance de las inversiones tanto en generación como en transmisión, elementos de la planificación indicativa o prospectiva (de acuerdo con la reglamentación de los países) y los cambios realizados a los marcos regulatorios que afectan los incentivos a los distintos actores. Además se presentan los costos marginales estimados.¹² Una descripción de los marcos regulatorios del sector eléctrico de los países se presenta en la próxima sección de este informe.

La oferta y la demanda y sus características durante el año 2000 para Suramérica

La oferta y demanda regional es la descrita en la Tabla 1:

Tabla 1. Oferta y Demanda de Electricidad en Suramérica

PAIS	Potencia Instalada (MW) Año 2000				Demanda Máxima (MW). Año 2000		
	Hidro	Ter	Total	%Hidro	MW	GWh	P/D*
ARGENTINA	8926	11785	20711	43%	13754	79969	1.51
BOLIVIA	336	629	965	35%	645	3336	1.50
BRASIL	56262	9929	66191	85%	56000	322464	1.20
CHILE	4030	2622	6652	61%	4285	27322	1.55
COLOMBIA	8026	4238	12264	65%	7712	42460	1.61
ECUADOR	1707	1643	3350	51%	1954	9881	1.71
PARAGUAY	7840	0	7840	100%	1120	5800	7.00
PERU	2860	3210	6070	47%	2621	19902	2.32
URUGUAY	1534	563	2097	73%	1463	7926	1.43
VENEZUELA	12316	7233	19549	63%	12000	61194	1.63
TOTAL	103837	41852	145689	71%	101554	580254	1.43

*Potencia Instalada / Demanda Máxima. Fuente: ME

¹¹ Donde existe información más actualizada, ésta será utilizada

¹² Los costos marginales se refieren a los costos de una unidad de producción adicional. En el caso eléctrico, generalmente se refiere al costo de producir un KWh adicional, generalmente referido a ciertos niveles de operación. Existen dos tipos de costos marginales. Los de corto plazo a lo que se refiere el texto básicamente son los costos variables totales divididos por la energía que se produce al operar cerca del punto óptimo (normalmente cercanos a su capacidad nominal), los cuales consisten en el combustible utilizado y los costos de operación y mantenimiento. En otras palabras, considera que los costos fijos se encuentran hundidos y permite definir al inversionista si una unidad se despacha o no en los mercados spot o de corto plazo. Los costos marginales de largo plazo son los costos que se utilizan para la decisión de invertir o no, e incluye tanto los costos fijos como los variables, evaluados en el punto de despacho probable (y no en el punto óptimo de operación).

En la tabla se pueden apreciar elementos característicos de la región suramericana. El componente hidráulico es todavía muy importante en la región, lo que aprovecha eficientemente los recursos hidráulicos autóctonos y minimiza el uso de combustibles fósiles. A pesar de que la capacidad instalada puede ser muy superior a la demanda, sin embargo, en ocasiones no es posible cubrir el pico de la carga debido a que no se dispone de energía para servirla, es decir, no hay suficiente agua en los embalses que empuje las turbinas, lo que a la postre es lo que produce la electricidad. En años secos, el aporte podría no ser suficiente, por lo que se requiere construir más represas o, alternativamente, instalar centrales térmicas de reserva que permitan cubrir la producción faltante.¹³ Un ejemplo del primer caso es Paraguay, donde sus centrales hidroeléctricas binacionales son requeridas por los países vecinos. Un ejemplo del segundo caso es Bolivia que cuenta con enormes reservas de gas natural. En ambos casos, sin embargo, la reserva adicional es costosa y su falta suele ser el primer elemento que se observa cuando los sistemas entran en crisis de suministro, como ocurrió en Brasil en el año 2001. Estudios realizados en la región¹⁴ demuestran que existe una gran complementariedad entre los recursos hídricos y térmicos, por lo que la realización de interconexiones eléctricas incrementa notablemente la eficiencia en el uso de la capacidad instalada al reducir las reservas y requerimientos de combustibles.

Excepto en Brasil y Uruguay, se observa coeficientes de instalación superiores en un 50% a la demanda máxima del país; resaltando así el efecto mencionado de la reserva en una región, que a pesar de esos índices, tiene dificultad de suministro en años secos. Aunque la relación entre la potencia instalada y la demanda máxima es alta, en Brasil y Ecuador no se tiene asegurado el suministro debido a que la energía firme disponible por las centrales hidráulicas es reducida. Adicionalmente, en algunos casos tales como Ecuador y Venezuela, la indisponibilidad de centrales térmicas es alta debido a su edad.

Una mejor caracterización de la situación existente puede ser realizada analizando los problemas de suministro por falta de producción o de transmisión en cada país. Se hará un análisis cuantitativo y cualitativo de la oferta y demanda para Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. El análisis implica un informe general sobre las características energéticas y físicas del mercado de

¹³ En esta discusión se puede apreciar el dilema de la generación hidráulica. Por un lado, una vez construida la presa, el costo de generación es extremadamente bajo. Esto ocurre, sin embargo, cuando se dispone de agua suficiente. Cuando esto no es así, se debe recurrir a la generación térmica (o la solución no deseable del racionamiento). Por el otro lado, asumiendo que existe disponibilidad de gas, se puede tener un elevado nivel de certeza sobre el desempeño de una máquina térmica. En un sistema primordialmente hidráulico, se tiene entonces una enorme incertidumbre básicamente debido a dos factores. En primer lugar, el desconocimiento que de cuando se va a operar o “despachar” la unidad, que es lo que permite que se recuperen los costos fijos. Por el otro lado, los contratos de suministro de combustible pueden exigir ciertas compras mínimas (lo que se conoce como contratos “take or pay” o jocosamente “pay, take it or not”). Si los costos se recuperan únicamente cuando la unidad se despacha, se produce una gran volatilidad de los precios de acuerdo con el régimen pluvial, lo cual afecta de forma notable los incentivos a invertir. Una solución parcial a esto es asignar un “pago por capacidad” independientemente de que una unidad se despache o no. La unidad, por supuesto, debe estar disponible para ser despachada. Esta solución se ha utilizado en la gran mayoría de los países de Sudamérica.

¹⁴ Ver por ejemplo Comisión de Integración Energética Regional. Proyecto CIER 01 - Estudio de Complementariedades Hidrológicas en los países de América del Sur [<http://www.cier.org.uy>]

oferta; los requerimientos de la demanda; el costo marginal en el largo plazo, su evolución, y el costo en corto plazo; y los problemas de suministro y eficiencia sectorial

Análisis por País

Argentina

La Oferta

Al diciembre 31 del 2001, la potencia instalada en el Mercado de Energía Mayorista alcanzó 22,673 MW, incrementándose en un 13.95% (1,962) en 1999, con respecto a la potencia disponible (Gráfico 2). Como puede verse en la Tabla 2, el 56 (12.703 MW) de la potencia instalada correspondió a plantas térmicas, el 39.6% (8,965 MW) a plantas hidráulicas, y el 4.4% (1,005 MW) a plantas nucleares.

Gráfico 2. Evolución de la Capacidad de Generación Instalada en Argentina

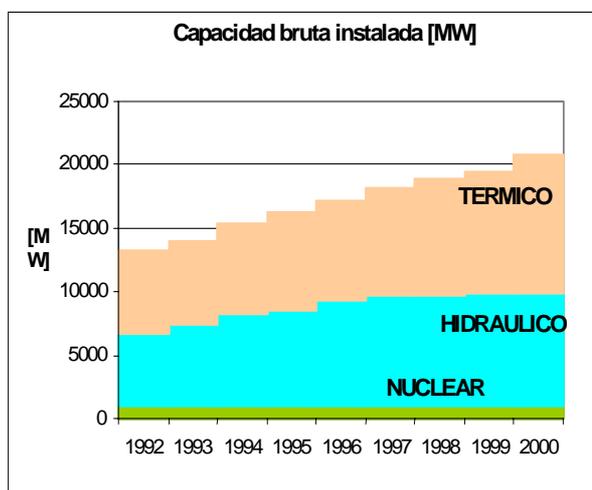


Tabla 2. Capacidad Instalada por tipo de combustible en el año 2001 en Argentina

Combustible	Capacidad (MW)	% de la capacidad instalada
Térmico	12.703	56.0
Hídrico	8.965	39.6
Nuclear	1.005	4.4
Total	22.673	100.0

Fuente. CAMMESA

Argentina también cuenta con un sistema aislado, el sistema Patagónico, el cual es de magnitud considerable. La potencia instalada en diciembre 31 del 2000 alcanzó los 777 MW, de los cuales 519 MW eran hidráulicos y 258 MW térmicos. La generación que era deficitaria antes del proceso de transformación en 1992, logró superar el déficit muy rápidamente, debido principalmente a una reducción de la indisponibilidad del mercado. El mercado de generación se desarrolló, en buena medida, privatizando las empresas que se encontraban integradas vertical y horizontalmente. Las reformas ejecutadas buscaron que ningún agente tuviera una participación en la oferta superior al 15%. La composición de la oferta, tal como se indica en el Gráfico 3 y el Gráfico 4, muestra un

importante grado de desintegración a pesar que algunos generadores tienen en su sociedad los mismos grupos empresarios.

Gráfico 3 . Plantas de Generación Hidráulica en Argentina

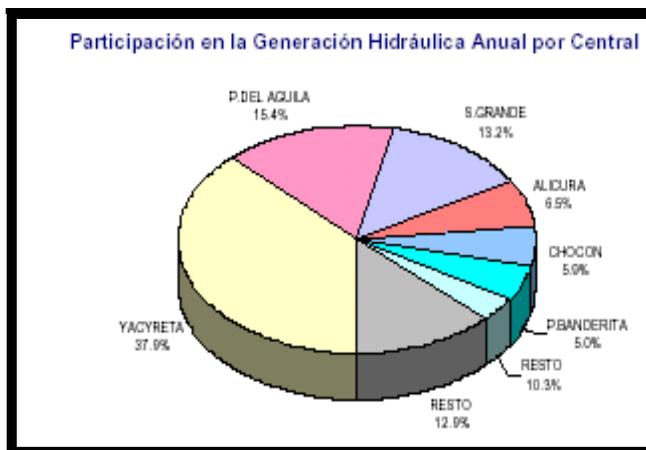
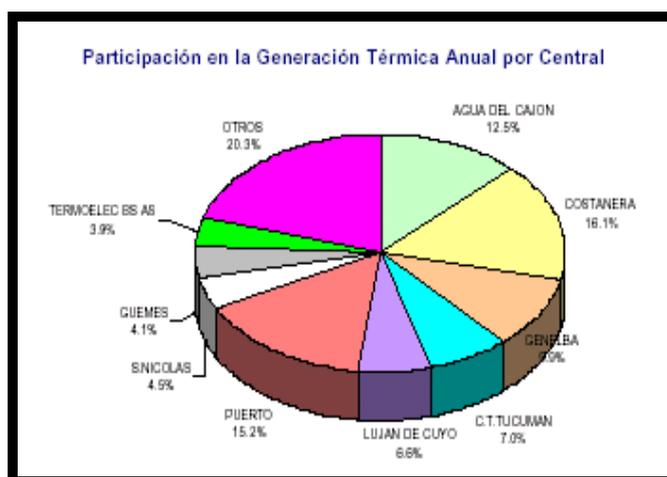


Gráfico 4 Plantas de Generación Térmica en Argentina



La Demanda

Desde 1992, la demanda de energía eléctrica ha tenido un incremento notable de aproximadamente 5% anual. Como puede apreciarse en Gráfico 5 la máxima potencia bruta total generada en el 2000 fue de 13,754 MW y el incremento con respecto al año anterior fue del 8%. El consumo de energía eléctrica en el Mercado Mayorista en el 2000, fue de 79,969.4 GWh (Gráfico 6), de los cuales el 52.5% (41,958 GWh) se generó con energía térmica, el 39.1% (31,270 GWh) con hidráulica, el 7.2% (5,731 GWh) con nuclear y el 1.3% (1,011 GWh) correspondió a importaciones.

Gráfico 5. Potencia Bruta Generada Anual en Argentina

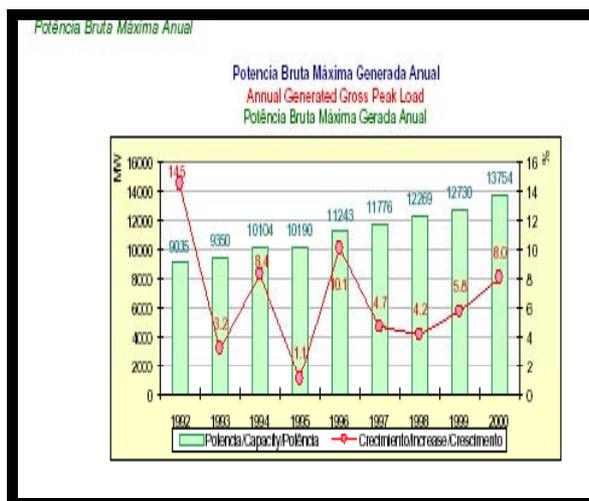
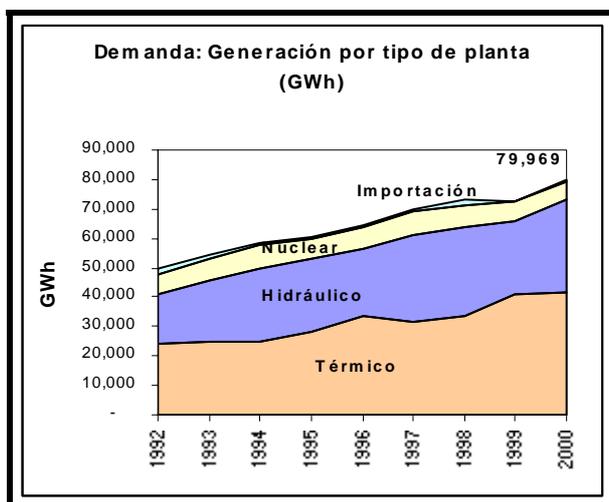


Gráfico 6. Generación por tipo de planta en Argentina

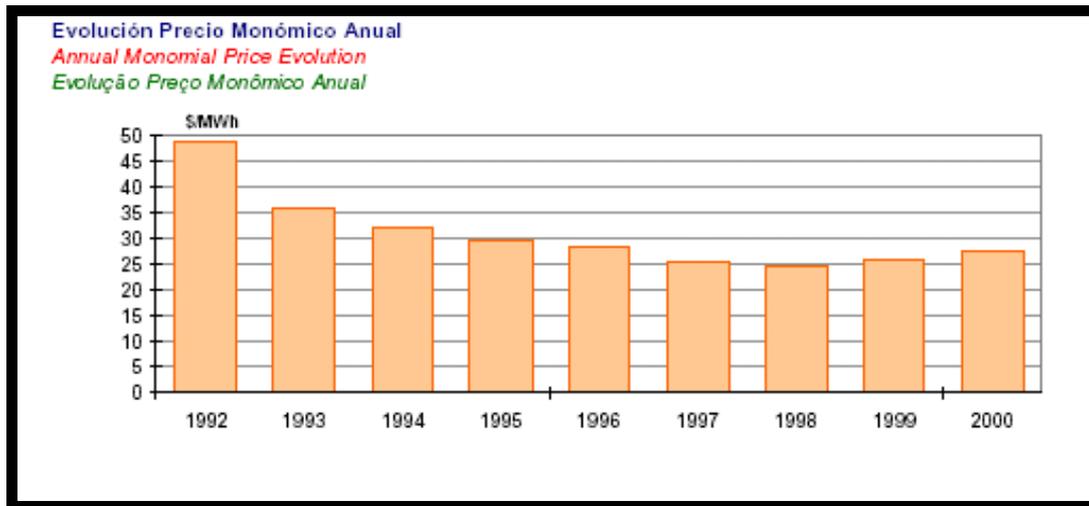


Los costos marginales

Como consecuencia de ese elevado nivel de competencia introducido a partir de las reformas de la década del noventa, se ha producido una importante presión exportadora y una reducción de precios de la energía en el mercado, que alcanzó los valores en el largo plazo de equilibrio (entre 23 y 27 U\$S/Mw.). No obstante, tanto la situación macroeconómica de Argentina a partir de 1999, así como el incremento de los precios de las unidades de generación y la volatilidad de los recursos hídricos, hicieron que ese punto de equilibrio se encuentre desplazado (Gráfico 8).

Por otra parte, el comportamiento de los precios ha sido bastante estable, permitiendo el desarrollo comercial basado en el mercado spot. Sin embargo, la presencia de los intercambios con Brasil y la consecuente volatilidad de ese mercado debido a su alta dependencia de generación hidráulica, están transformando el mercado spot en un mercado poco hábil para garantizar las inversiones en el largo plazo. El bajo nivel de contratos existentes no puede ser mantenido en el futuro (Gráfico 9).

Gráfico 7. Evolución del precio de la energía en el mercado mayorista en Argentina



Fuente. CAMMESA

Gráfico 8. Relación de demanda y reservas en Argentina

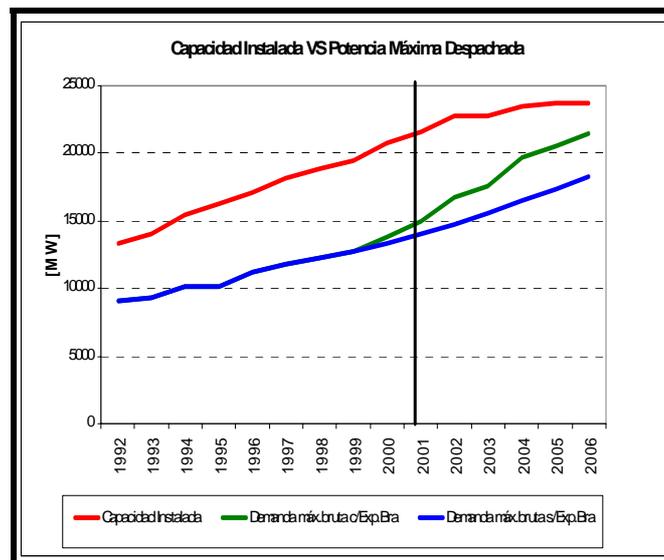
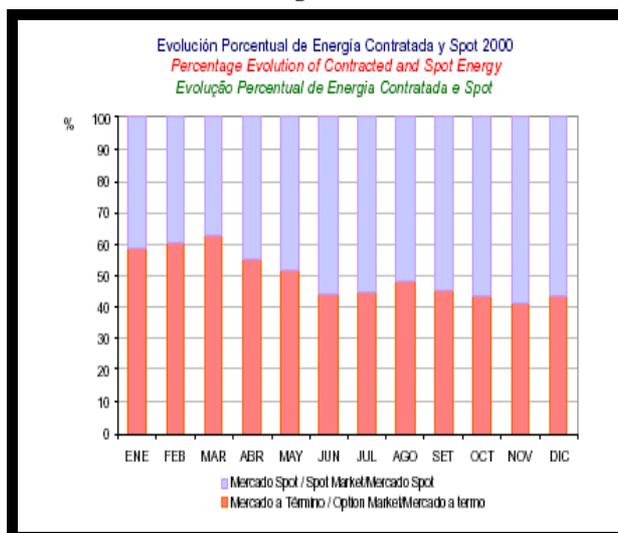


Gráfico 9. Comparación entre la demanda bajo contratos y demanda en el mercado de corto plazo en Argentina

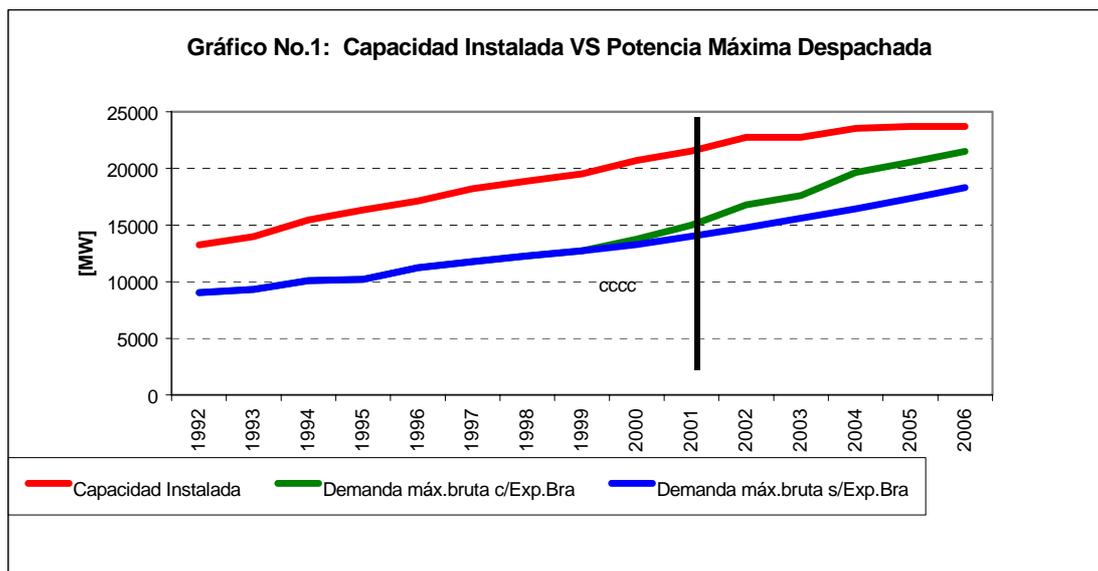


Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

En caso de mantenerse el incremento de consumo previsto antes de la crisis macroeconómica, como se observa del Gráfico 10, sería probable que en los próximos tres años exista una situación de falta de reservas. Este puede ser un escenario poco probable debido a la reducción de demanda asociada a la crisis.

La expansión del sistema de transmisión no permitió asegurar requerimientos de confiabilidad en regiones débilmente conectadas. Anteriormente el gobierno desarrollo un Plan Federal de Transmisión para asegurar la confiabilidad de suministro apoyando la construcción de líneas de interconexión para esas áreas. Una parte importante del costo de esas ampliaciones es asumido por la demanda. Este plan ha tenido dificultades de desarrollo que ahora se verían acrecentadas ante el problema macroeconómico que afecta al país.

Gráfico 10. Evolución de las reservas en Argentina



Fuente: Mercados Energéticos

Si bien los indicadores presentados son una clara indicación del éxito del modelo, es posible observar que es necesario introducir modificaciones para asegurar la estabilidad del mismo. En la actualidad se presentan los siguientes problemas:

- Precios marginales en el largo plazo de la generación en el MEM, que se han incrementado debido a un aumento por volatilidad de los costos en las unidades generadoras y a la situación macroeconómica del país. Precios marginales en el corto plazo que se mantendrán constante en el inmediato futuro haciendo crítico el ingreso de nueva generación.
- Baja proporción de contratos y entre ellos muy baja proporción en el futuro, debido a la fijación de un precio de referencia (el precio estacional), alternativo para los usuarios libres y cautivos. El precio de referencia ha sido estable debido a la característica existente del mercado. El incremento de la volatilidad hace que esa característica no se mantenga en el largo plazo induciendo un cambio reglamentario.
- Expansión de la transmisión que no responde ágilmente a la evolución del mercado, especialmente en las áreas de las empresas de transmisión por distribución troncal. Esto trae como consecuencia que existan problemas de confiabilidad en determinadas regiones.
- Falta de seguridad de suministro en el mediano plazo, debido a las bajas expansiones en generación, que no acompaña el incremento de la demanda sin considerar eventuales expansiones de la interconexión con países vecinos. Por el otro lado, la demanda de Brasil puede incrementarse si se cumplen con ciertas modificaciones regulatorias que promuevan la integración.
- Precios estacionales y regulación de la tarifa de traspaso a usuarios finales, que no incentivan la realización de contratos en el futuro.

Bolivia

La Oferta

La capacidad de generación en las diferentes centrales que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), era a fines del año 2000, de 964.5 MW, de los cuales 335.8 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 628.7 MW a plantas termoeléctricas - turbinas a gas en ciclo abierto- (Gráfico 11).

La producción bruta de energía fue de 3,997,910.0 MWh. En el año 2000, la producción hidroeléctrica participó con el 53.5% de la total y la producción termoeléctrica con el 46.5% (Tabla 3).

La potencia firme de generación, aplicable a partir de mayo del 2000, en base a la Potencia de Punta registrada, fue de 651.4 MW, que equivale al 67.5% de la capacidad efectiva.

Gráfico 11. Evolución de la potencia efectiva y potencia firme en Bolivia.

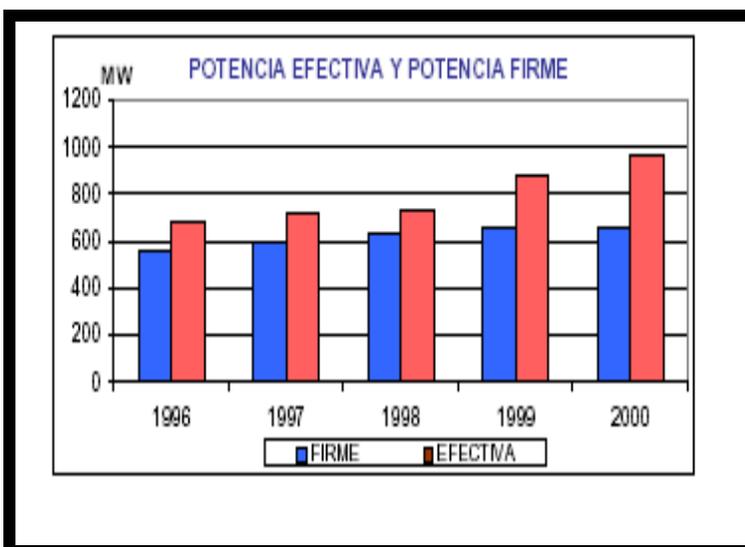


Gráfico 12. Capacidad efectiva por fuente en Bolivia.

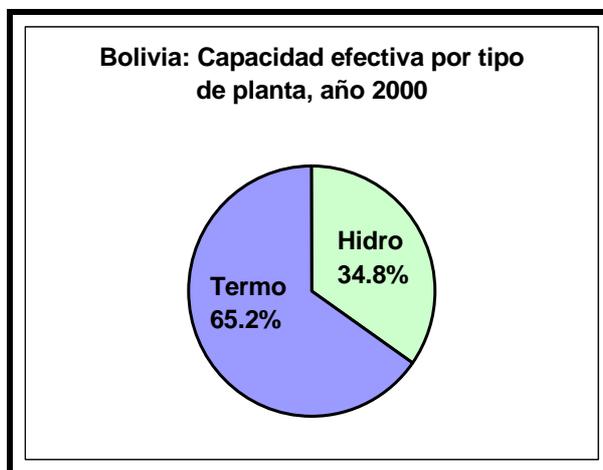


Tabla 3 Generación Bruta Mw. Año 2001 en Bolivia.

Combustible	Capacidad MW	% de la capacidad instalada
Hidroelectricidad	2.129.002	53.52%
Termoelectricidad	1.848.908	46.48%
Total	3.977.910	100.00%

Fuente: www.superele.gov.bo

Tabla 4 Potencia Instalada y Efectiva de Centrales Hidroeléctricas 1997-2001 MW en Bolivia.

BOLIVIA	P.I	P.E
1997	306.6	289.0
1998	336.3	316.3
1999	376.0	346.5
2000	375.9	354.0
2001	372.5	363.1

Tabla 5 Potencia Instalada y Efectiva de Centrales Termoeléctricas 1997-2001 MW en Bolivia.

BOLIVIA	P.I	P.E
1997	1022.4	867.1
1998	1042.7	886.5
1999	1228.1	1044.5

Fuente: www.superele.gov.bo

Tabla 6 Generación Bruta de Centrales 1997-2001 GWh en Bolivia.

1997	1998	1999	2000	2001
3471.5	3710	3880.8	3879.5	3972.9

Fuente: www.superele.gov.bo

La Demanda

El consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista en el 2000, fue de 3,335.5 GWh, con un crecimiento en el año de 0.8% (Gráfico 13). Esta baja tasa de crecimiento se puede explicar por la crítica situación económica de Bolivia. La máxima potencia demandada por el Mercado fue de 644.9 MW (Gráfico 14). La evolución del consumo de energía eléctrica en los últimos 5 años muestra un crecimiento de 5.3% promedio anual en energía y 4.3% en potencia. La demanda de energía en el año 2001

fue de 100.1 MW y distribuida de la siguiente manera en el sector residencial fue de 54.6 MW en el sector general 18.3 MW, en el sector industrial 24.7 MW, en el sector minero 10.5 MW y el alumbrado público (Tabla 7).

Gráfico 13. Evolución de la demanda de energía en Bolivia.

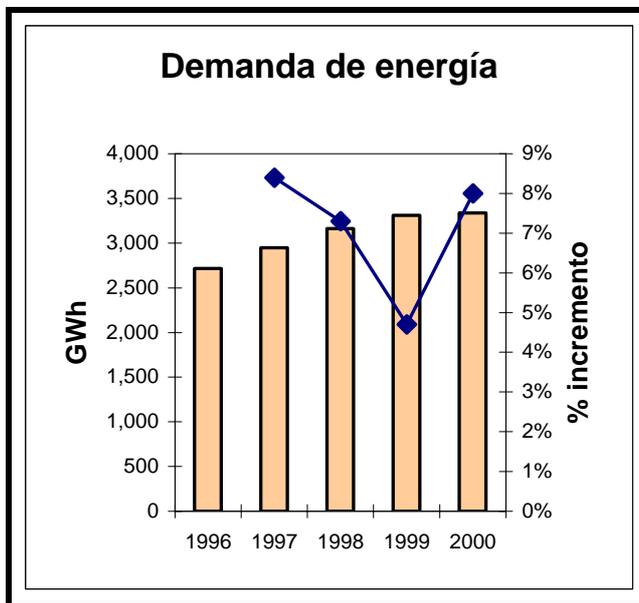


Gráfico 14. Evolución del pico de demanda en Bolivia.

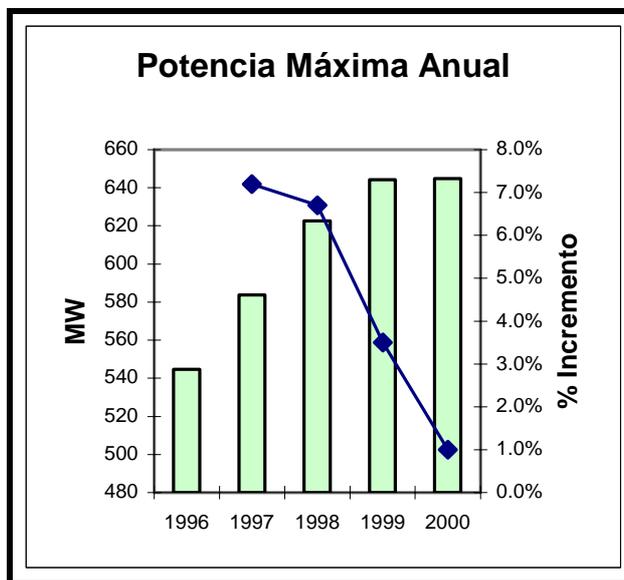


Tabla 7. Demanda de Electricidad 2001 en Bolivia.

Residencial	40,4 %
General	18,3 %
Industrial	24,7 %
Minería	10,5 %
Alumbrado Publico	5,1 %
Otros	1,1 %
Total (MWh)	3.468.373

Los costos marginales

Durante los últimos cinco años los costos marginales de generación han fluctuado entre valores de 16 y 18 US\$/MW (Gráfico 15). Por su parte, los cargos que deben pagar los consumidores han girado alrededor de 37.5 y 40.2 US\$/MWh (Gráfico 16) sobre precios medios monomios). En el año 2000, las transacciones económicas en el Mercado Spot, luego de ajustes por reliquidación de potencia y peajes, ascendieron al equivalente de US\$ 101.8 millones.

Gráfico 15. Evolución del costo marginal de generación en Bolivia.

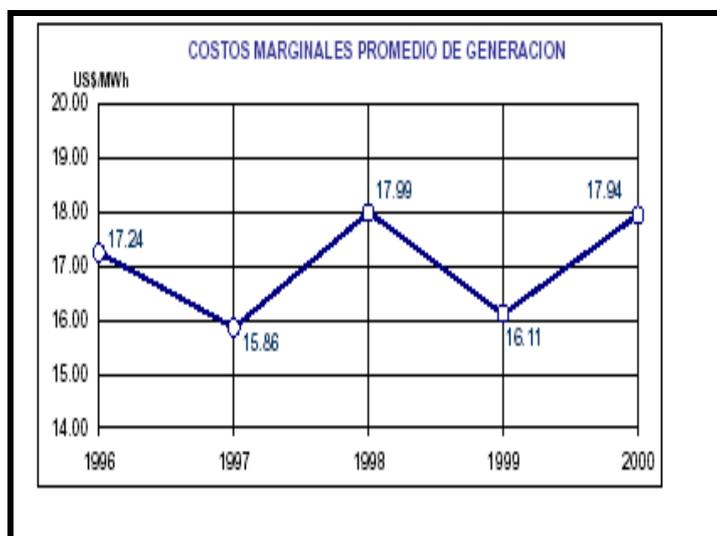
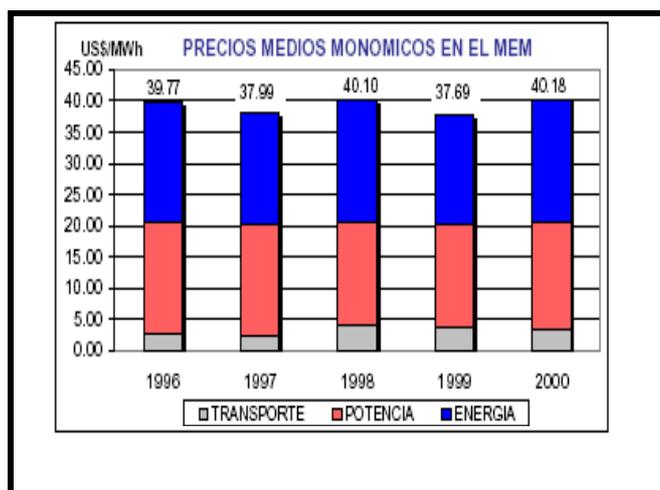


Gráfico 16. Precios en el Mercado Mayorista de Energía en Bolivia.



Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

A partir del 2000 comienza una nueva etapa en el Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia con la apertura de la actividad de generación a nuevas empresas. En 1997 el sistema se encontraba en una situación cercana al racionamiento, pasando a una situación de sobreoferta como consecuencia de la expansión en más de 247 MW de nueva capacidad. La sobreoferta existente ha conducido a una fuerte reducción en los costos variables de producción declarados por los generadores térmicos a fin de posicionarse competitivamente para la asignación de Potencia Firme y de esta manera, asegurarse la remuneración por potencia, forzando los Precios de Energía en el Mercado Spot a la baja. Esta situación, desde Mayo del 2001, amenaza las economías de las empresas de generación, particularmente a aquellas que se encuentran en pleno período de amortización en su equipamiento. Esta situación probablemente persista en el futuro cercano debido al bajo crecimiento de la demanda. Adicionalmente, y debido a las expectativas de precios deprimidos por parte de la demanda, gran porcentaje de transacciones en el Mercado Spot en vez de ser realizadas en el Mercado de Contratos, lo que incrementa la incertidumbre de los ingresos a los generadores y no todos los generadores térmicos reciben Remuneración por Potencia.

Resulta evidente que los precios actuales en el MEMB, no son suficientes para garantizar el normal funcionamiento de las empresas de generación, en particular de aquellas que poseen importantes compromisos financieros relacionados con las inversiones realizadas.

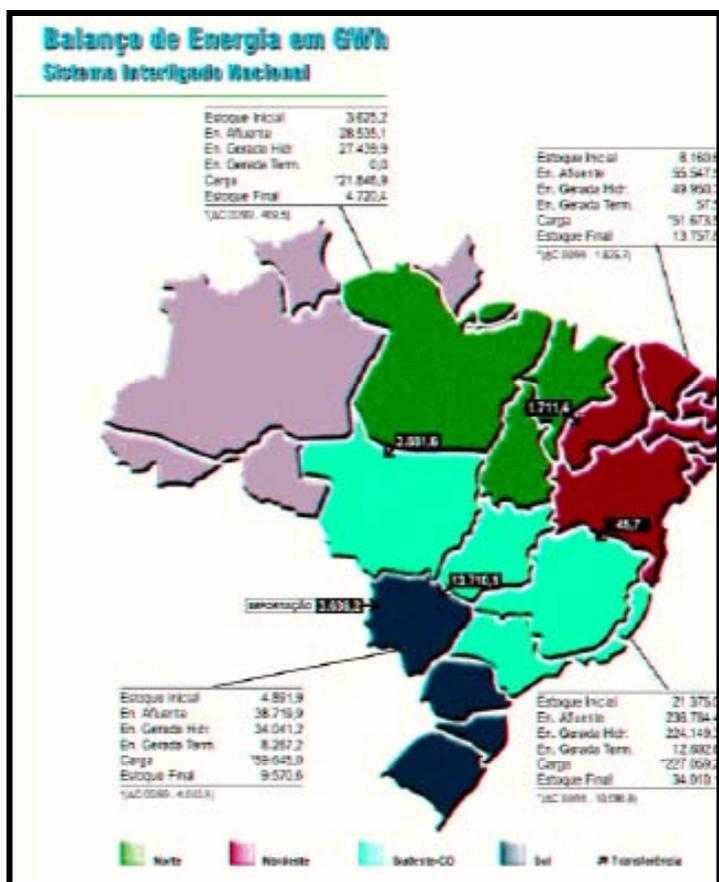
Brasil

La Oferta

En Brasil existen varios subsistemas de generación: Norte, Sur, Sudeste/Centro Oeste, y Nordeste. En todos existe una alta dependencia en las fuentes hidráulicas de generación;

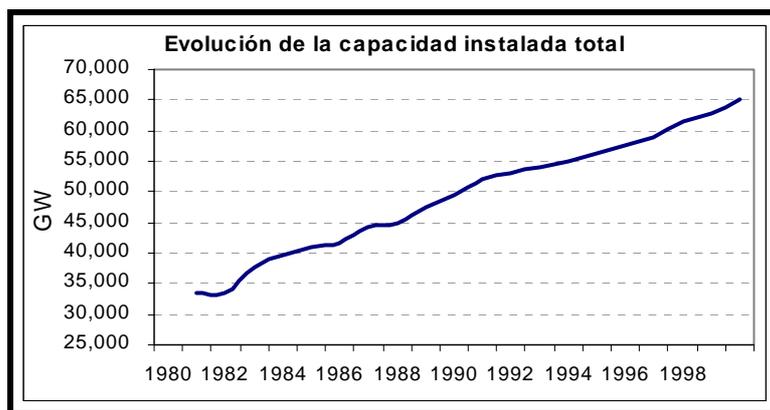
por lo tanto, la generación hidroeléctrica resultante depende fuertemente del aporte pluvial y tiene una importante variación entre año lluvioso y seco.

Gráfico 17. Balance de Energía en Brasil.



De enero a marzo puede entregar, en promedio, unos 40.000 MW, mientras que en el periodo más seco sólo alcanza los 20.000 MW. La generación térmica es del orden de 7.000 MW. La energía almacenada en los reservorios representa un 40% del consumo total (Gráfico 17). En la década de los noventa, el crecimiento de la oferta fue proporcionalmente inferior al de la demanda, creciendo a una tasa del 3,3% anual. Mientras que en la década de los ochenta, había aumentado al 4,8% anual. En los últimos cinco años el incremento de la inversión fue muy inferior al de la demanda, con lo cual se consumieron importantes reservas.

Gráfico 18. Evolución de la capacidad instalada en Brasil.



Como puede apreciarse en la Tabla 3.1, la potencia total instalada en Brasil a fines del 2000 fue de 82.319.446 MW. De estos 6,300 MW eran de la central hidroeléctrica de Itaipú, la cual es un megaproyecto compartido con Paraguay (país que también obtiene otros 6,300 MW de esta central). De la potencia total instalada en Brasil, el 77.9% corresponde a potencia de fuentes hidráulicas, el 18.36% a térmicas, y el 3.65% a potencia nuclear (Tabla 8).

Tabla 8. Distribución de la capacidad instalada en Brasil.

Capacidad instalada total (MW)	82.319.446
Hidroelectricidad	77.99%
Termoelectricidad	18.36%
Otros	3.65%

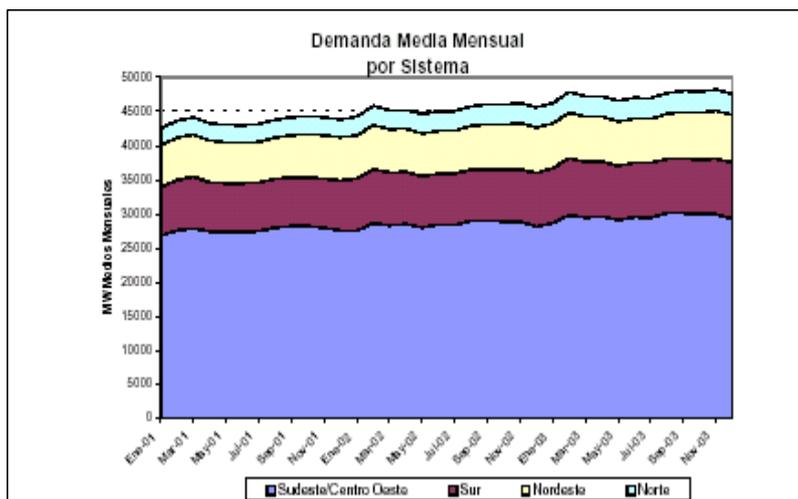
Fuente: www.aneel.gov.br

La Demanda

Durante el año 2000, el sistema Brasileño tuvo una demanda de 305.603 GWh y una generación bruta de 322.464 GWh, en la cual la participación hidráulica fue del 93%. El crecimiento de la demanda fue del 4.5% y el de la potencia instalada del 6.1%.

En el periodo 91/94 la demanda creció al 3.5 % anual, mientras que el PBI creció 2,8% anual. En los seis años siguientes se incrementó la relación crecimiento del PBI/Demanda Eléctrica, pasando el crecimiento de la demanda al 4,5% anual, en tanto que el PBI sólo se incrementó al 2,6% anual (Gráfico 19).

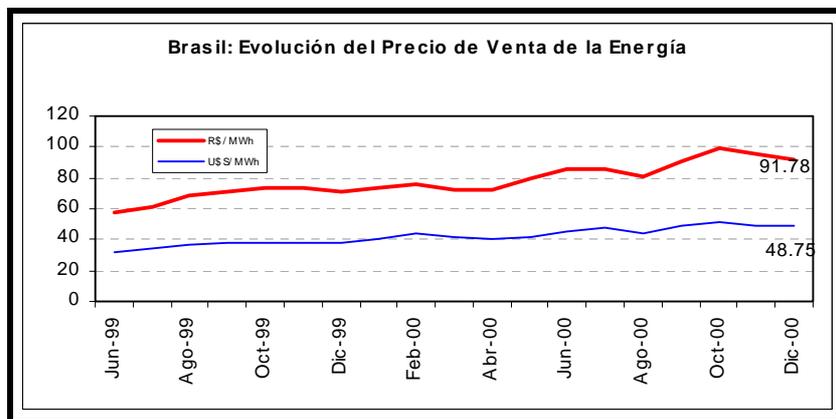
Gráfico 19. Evolución de la demanda media mensual en los distintos sistemas de Brasil



Los costos marginales

Según diferentes estudios de planeamiento brasileños, el costo marginal en el futuro, estaría en el orden de 37 y 46 U\$\$/ MWh en la zona sudoeste. Los precios en el sistema variaron entre 103.3 R\$/MWh, a fines de 1999, a valores cercanos de 121.19 R\$/MWh en el 2000, lo que indicaría una baja en los precios de la energía en U\$\$, efecto de la devaluación del Real (Gráfico 20).

Gráfico 20. Evolución del precio de venta de energía en el mercado mayorista en Brasil.

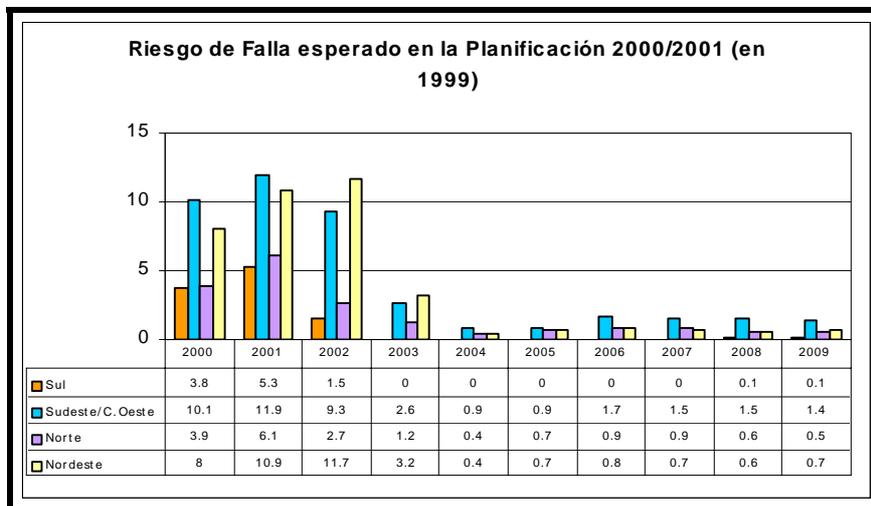


Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Los bajos niveles de inversión han hecho que el riesgo de suministro sea alto y a la fecha es poco lo que se ha avanzado en mejorarlo. Mas aún, en la planificación realizada en 1999 para el periodo 2000/2009 se plantearon riesgos de disponibilidad superiores al 5%. En particular, para los años 2000 y 2001 se estimaron riesgos del orden del 12 y 10% respectivamente (Gráfico 21). La realidad demostró que los riesgos eran bastante superiores a lo planificado.

Se debe tener en cuenta que durante 1999 prácticamente no se licitaron centrales hidroeléctricas (sólo 44 MW) y que se licitó cerca del 25% de las centrales térmicas que estaban en el plan de emergencia (2183 MW), y casi todas en noviembre del 2000.

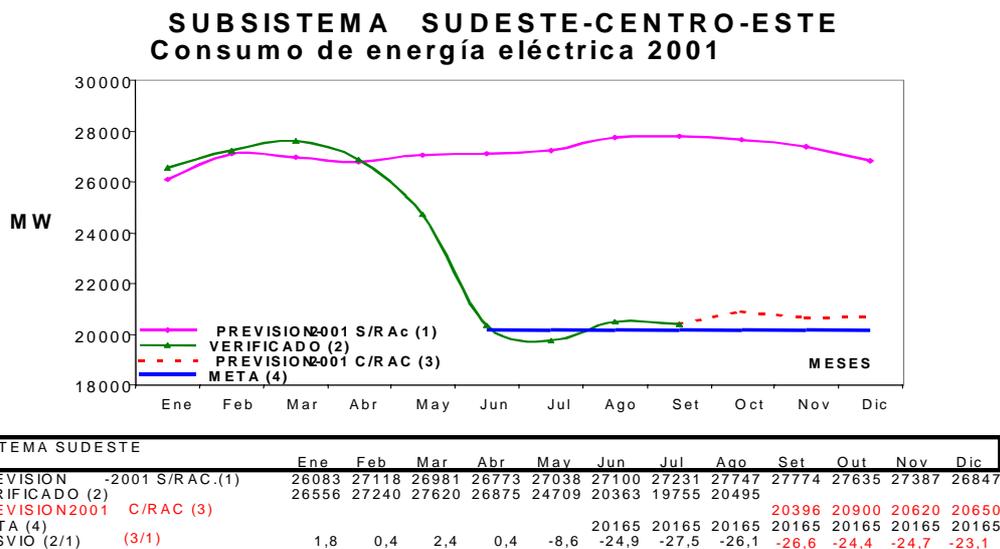
Gráfico 21. Riesgo de falla esperado durante la crisis energética de Brasil.



En resumen, el sistema brasilero es un sistema donde más del 90 % de la producción proviene de fuentes hidroeléctricas. Para el año 2001 posee una capacidad de generación de 74.000 MW, y se estimó una demanda promedio estimada de 44.000 MW y una demanda máxima de 56.000 MW. Una hidrología extremadamente desfavorable en 2001, así como la falta de expansión de la generación debido al fracaso de la transición hacia un modelo de mercado causó una crisis en la oferta.

El gobierno ejecutó un plan para obtener un 20% de reducción en la demanda, un programa de emergencia para aumentar temporalmente la oferta de energía un programa estructural para aumentarla permanentemente, además de establecer a comienzo del año 2002 un nuevo plan para la revitalización del modelo del subsector eléctrico, reduciéndose la demanda promedio a 33.000 MW y la demanda máxima a 43.000 MW. Este programa generó cambios estructurales en el comportamiento de la demanda lo que ha causado que los precios de la electricidad hayan bajado sustancialmente, incluso en reales. Incluso, junto con mejores perspectivas de pluviosidad para el 2003, existe el riesgo opuesto, es decir, que haya que aliviar los embalses.

Gráfico 22. Balance de Energía previsto durante la crisis energética en Brasil.



(1) Carga plena CTEM en sus revisiones cuatrimestrales (ONS/CTEM) conforme el procedimiento en vigor

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

La expansión de la transmisión se realiza de forma planificada pero han existido retrasos en las inversiones. Esta situación se hizo evidente durante el black-out de 1999, y volvió a aparecer con fuerza, entre otras, cuando a fines de 2000 y comienzos de 2001. El Subsistema Sudeste no pudo aprovechar el exceso de agua en Itaipú (impidiendo ahorrar agua en los embalses del Sistema Sudeste) por restricciones de transmisión debido a problemas para concluir la tercer línea de Itaipú.

Chile

La Oferta

En el año 2000, la potencia instalada en Chile alcanzó 6,652.8 MW (Gráfico 23). De estos, el 60.5% (4.030.3 MW) corresponde a recursos hídricos, mientras que el remanente pertenece a recursos térmicos (2.622.5) (Gráfico 24). En Chile existen 2 sistemas separados, el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado de Norte Grande.

Gráfico 23. Evolución de la oferta disponible en Chile.

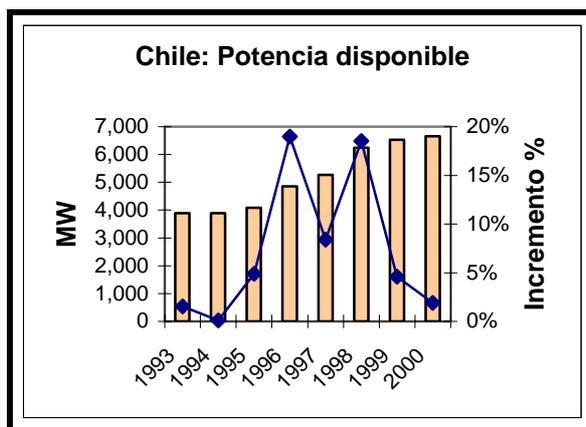
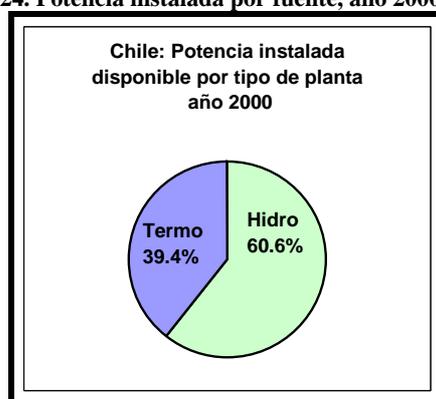


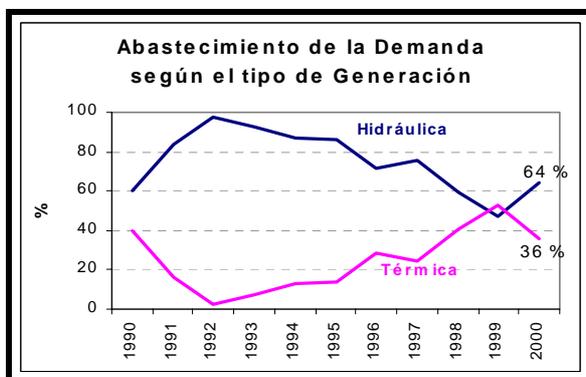
Gráfico 24. Potencia instalada por fuente, año 2000 en Chile.



La Demanda

La demanda anual de energía creció 8.9% en el 2000, alcanzando 27,322 GWh y una potencia máxima de 4,285 MW. El Gráfico 25 permite visualizar el abastecimiento de la demanda según el tipo de generación térmica o hidráulica. En él se puede apreciar los claros cambios de tendencia en los años 1996-1999, en los que dada las desfavorables condiciones hidrológicas, y se observa generación térmica de importancia.

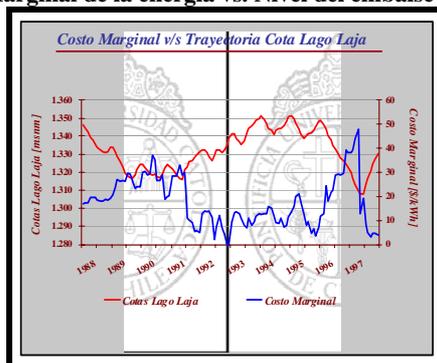
Gráfico 25. Evolución de la oferta según fuente de generación en Chile.



Los costos marginales

Si bien la oferta de energía térmica se ha incrementado en los últimos años, los precios siguen siendo determinados por la evolución de la hidrología. Los costos marginales están ampliamente afectados por la evolución del nivel y embalse como se refleja en el Gráfico 26. En época de baja hidrología el costo marginal puede alcanzar los 50 \$/MWh, mientras que en épocas de hidrología alta puede rondar los 23-25 \$/MWh.

Gráfico 26. Costo Marginal de la energía vs. Nivel del embalse del Lago Laja (Chile)



Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

El sistema chileno se ha caracterizado por la falta de flexibilidad a la hora de adaptarse a las situaciones impuestas por un entorno volátil, en el que la hidrología y la entrada de gasoductos afectan los precios en el largo plazo.

La construcción de varios proyectos térmicos para complementar la entrada de los gasoductos provenientes de Argentina, hizo que los precios en punto de nodo tengan una tendencia descendente en el largo plazo. Por otra parte, no existe una competencia plena en el mercado eléctrico chileno. Por un lado, la integración vertical existente en varias empresas junto con la propiedad horizontal. Dos empresas dominantes (Endesa, Chilectra - Enersis) ponen en riesgo la transparencia del mercado.

En 1999 fue necesario aplicar restricciones al suministro como consecuencia del ingreso de una central de ciclo combinado con seis meses de atraso, aunado a fallas en los primeros meses de operación y una sequía muy fuerte que comenzó en 1998. Actualmente los embalses están a buen nivel. Recientemente se han conectado 240 MW, en el año 2002 entra una turbina adicional de 100 MW y el año 2003 entrarían 360 MW adicionales. Estos ingresos han dejado y dejarán en el corto y mediano plazo suficiente reserva en el sistema. Los sistemas Central y Norte Grande permanecerán separados hasta que se produzca un cambio en la ley, a pesar de su conveniencia.

En la tabla 9 se discrimina el consumo eléctrico por sector durante el año 2002.

Tabla 9 Distribución de Energía Eléctrica por sectores económicos Dic 2002 en Chile.

Residencial	15,8%
Comercial	9,6%
Minero	35,8%
Industrial	27,9%
Varios	10,9%

Fuente: www.ine.cl

En la Tabla 10 se puede observar la generación de energía eléctrica desde el año 1998 hasta el año 2002. Se puede observar que la generación térmica es predominante hasta el año 2000 cuando es sustituida por la energía hidroeléctrica.

Tabla 10 Generación de Energía Eléctrica GWh (2002) en Chile.

	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%
Termo	19.031	54.55%	24.638	64.81%	20.753	52.43%	20.027	48.50%	19.748	46.62%
Hidro	15.855	45.46%	13.381	35.19%	18.833	47.57%	21.259	51.50%	22.605	53.38%
Total	34.886	100.%	38.019	100.%	39.586	100%	41.286	100%	42.353	100%

Fuente: www.ine.cl

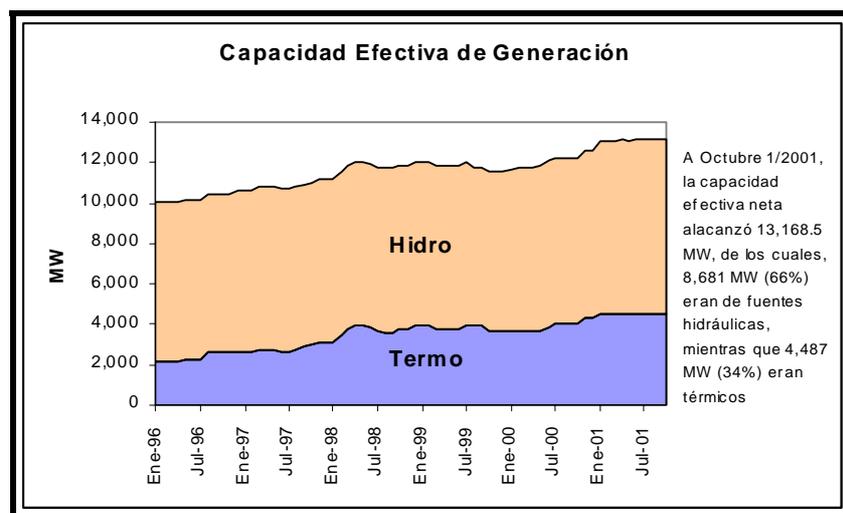
Colombia

La Oferta

Para diciembre 31 del 2000, la capacidad efectiva neta de generación del sistema colombiano alcanzó los 12,580 MW, donde las plantas despachadas centralmente representan el 97.48% de la oferta y las plantas no despachadas centralmente representan solo el 2.52%

Como puede verse en el Gráfico 27, el 65% de la capacidad efectiva de las plantas despachadas centralmente, u 8,026.00 MW, correspondió a plantas hidráulicas, mientras el 34.56% a plantas térmicas. Por su parte, la capacidad efectiva de las plantas no despachadas centralmente estuvo compuesta por 249.48 MW hidráulicos y 67.10 MW térmicos.

Gráfico 27. Capacidad efectiva de generación en Colombia.



Fuente ISA

El sistema dispone además de 270 MW de capacidad por interconexiones internacionales desde Venezuela y Ecuador:

1. Desde Venezuela 240 MW a través de:

- Línea Cuestecitas-Cuatricentenario: 150 MW
- Línea Cadafe-Zulia: 36 MW
- Línea Corozo-San Mateo: 54 MW

2. Desde Ecuador 30 MW por la línea Tulcán-Panamericana¹⁵

El tipo de generación en Colombia se encuentra fuertemente determinado por factores climáticos: en los años en los que los aportes hídricos son altos, la mayor cantidad de energía generada proviene de fuentes hidráulicas, mientras que el componente térmico adquiere una mayor relevancia en años secos. Aún así, Colombia sigue teniendo una gran dependencia con la energía hidráulica.

¹⁵ En Febrero de 2003 se inició la operación de una línea entre Pasto, Colombia y Quito, Ecuador a 230 KV, con una capacidad de transferencia de 200 MW

La Tabla 11, muestra las importaciones y exportaciones de electricidad durante el año 2000.

Tabla 11. Interconexiones internacionales – Sistema Interconectado Nacional 2000 en Colombia.

Línea	Importación (GWh)	Exportación (GWh)	Neto (GWh)
Corozo – San Mateo 230 kV	0.01	13.17	-13.16
Cadafé – Zulia 115 kV	0.00	0.00	0.00
Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV	77.19	23.42	53.77
Tulcán – Panamericana 138 kV	0.00	0.00	0.00
Total	77.20	36.58	40.62

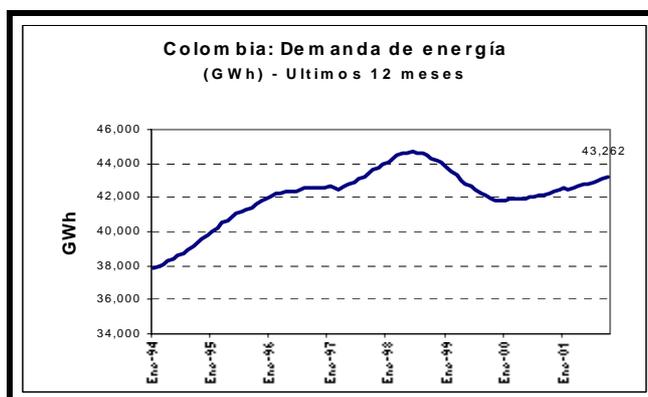
Fuente: CND – ISA, Informe Anual, Año 2000

En lo que concierne al año 2000, la generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó 42,296.00 GWh. De estos, el 96.17% (40,674.23 GWh) fue generado con plantas despachadas centralmente. La generación hidráulica participó con el 75.31% (31,853.36 GWh), mientras que la térmica con el 24.69% (10,442.63 GWh). En términos de disponibilidad de la oferta, el promedio día de todas las plantas de generación del sistema fue de 10,953.58 MW.

La Demanda

Dada la recesión económica experimentada por Colombia desde 1999, la demanda de energía durante los últimos dos años sigue ubicándose en niveles por debajo de los registrados en 1997. Como puede apreciarse en el Gráfico 28 durante el año 2000 la demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional fue de 42,460.10 GWh. De esta demanda, 123.53 GWh (0.29%) se dejaron de atender, principalmente como causa de los atentados guerrilleros contra la infraestructura eléctrica.

Gráfico 28. Evolución de la demanda de energía en Colombia.



Fuente ISA

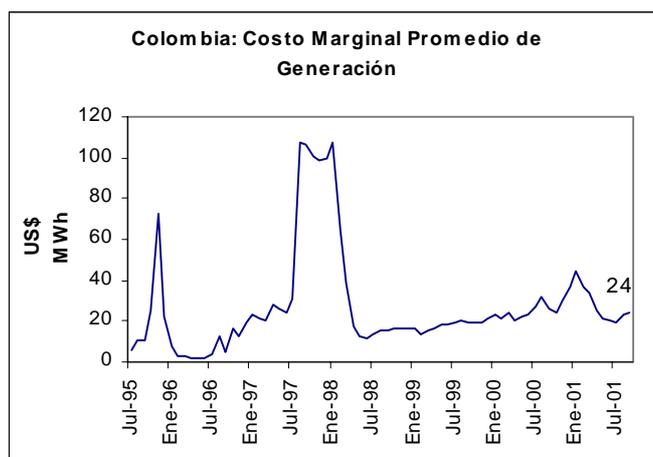
La regulación en Colombia contiene la figura de dos tipos de usuarios, los regulados y los no regulados. Los límites de consumo establecidos en la regulación para los usuarios no regulados se han venido disminuyendo desde 1997, lo cual ha conducido a que estos

usuarios participen en la actualidad con aproximadamente el 25 % de la demanda de energía eléctrica y que alcancen un número de 2.751.

Los costos marginales

Las transacciones totales de energía de generadores y comercializadores en la Bolsa para el año 2000, fueron 15.799 GWh, que equivalen al 38,21% de la demanda comercial. El valor en Bolsa de estas transacciones fue 710.104 millones de pesos (US\$ 324.1 millones¹⁶). En promedio se pagaron 20.5 \$/kWh para el año 2000 (Gráfico 29).

Gráfico 29. Costo marginal promedio de generación en Colombia.



En el año 2000 el precio promedio diario de la energía en Bolsa fue de 21 US \$/MWh, con promedios mensuales que fluctuaron entre 17 \$/MWh y 27 \$/MWh. El precio horario máximo fue 44 \$/MWh, mientras que el mínimo fue 10 \$/MWh.

A finales del año 2000, el Mercado Mayorista, estaba conformado por 50 Generadores; 64 Comercializadores y 11 Transportadoras (ISA y Transelca representan el 83% del Sistema de Transmisión Nacional).

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Los problemas de orden público están afectando la competencia en el mercado. En 1999 se volaron más de 500 torres de transmisión y hubo meses en los que el 12% de la red de transporte quedó fuera de servicio. Esto hizo que:

- Los agentes generadores aprovecharan los vacíos regulatorios y los defectos del sistema de transporte para incrementar sus precios.
- Se afectaran las privatizaciones en el sector de la distribución (Colombia está vetada como lugar para invertir en varias juntas directivas de empresas de energía internacionales)

¹⁶ Asumiendo una tasa de cambio promedio de 2,190 Pesos por 1 US dólar en diciembre de 2000.

- Los inversionistas extranjeros exigen mayores tasas de descuento a la hora de fijar tarifas, afectando al consumidor.

Aún existe una fuerte presencia estatal en el sector de generación. En repetidas ocasiones, las centrales públicas distorsionan precios en el mercado mayorista, afectando la competencia y el libre juego de la oferta y la demanda.

En lo que concierne a la expansión del sistema de generación, aún no existe una solución satisfactoria con el asunto de precios que incentiven la expansión en el futuro. La nueva metodología para estimar el costo del agua ha generado fuertes críticas por parte de los generadores hidráulicos.

En el nivel técnico existen problemas de equidad, causados por la diversidad tecnológica en la generación. Es así como mecanismos de diseño en los mercados pueden afectar más, a unas empresas que a otras. Es el caso particular, del despacho horario de las reglas sobre mínimos operativos y de servicios complementarios, como la regulación de frecuencia o la disponibilidad de potencia.

Tabla 12 Generación de Energía Eléctrica MW en Colombia.

	1998	%	1999	%
Hidroeléctrica	8.101	72.32%	7.892	68.11%
Termoeléctrica	3.102	27.68%	3.694	31.82%
Total	11.203	100.00%	11.586	100.00%

Ecuador

La Oferta

En el año 2000, Ecuador tenía una capacidad instalada de 3,350 MW, de los cuales 1707 MW eran hidráulicos (51%) y 1,643 MW térmicos (49%) (Gráfico 30 y Gráfico 31). De la capacidad instalada, son efectivos sólo 3,118 MW.

Gráfico 30. Capacidad instalada y efectiva, año 2000 en Ecuador.

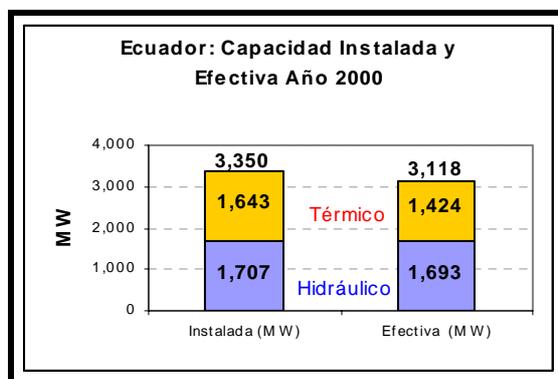
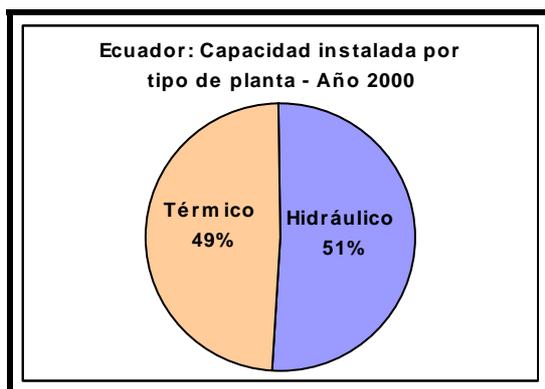


Gráfico 31. Capacidad instalada por tipo de combustible en Ecuador.

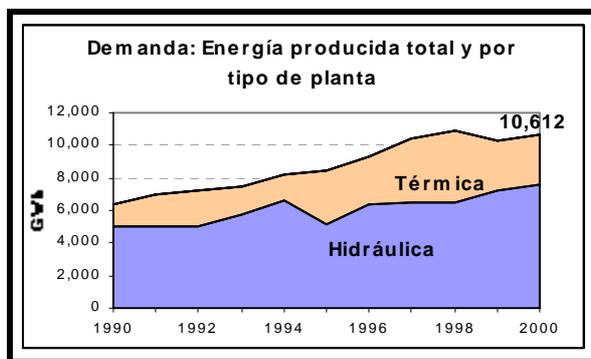


En términos de capacidad efectiva, el 54.3% es capacidad hidráulica mientras que el 47% restante es térmica. La mayor central del país es la hidroeléctrica de Paute con 1075 MW. La generación termoeléctrica está constituida fundamentalmente por turbinas a vapor y por turbinas a gas que utilizan fuel oil y diesel.

La Demanda

La demanda máxima de potencia del 2000, alcanzó el valor de 1,954.7 MW. La energía retirada del SNI fue de 9,881.5 GWh con una producción de generación de 10,612 GWh (Gráfico 32). Se registra un crecimiento negativo de la demanda durante 1999 y 2000 con relación al año 1998. A partir de 2001 se empieza a evidenciar un crecimiento del consumo con respecto a 1998, con una tasa prevista del 5% anual.

Gráfico 32. Generación por fuente de energía en Ecuador.



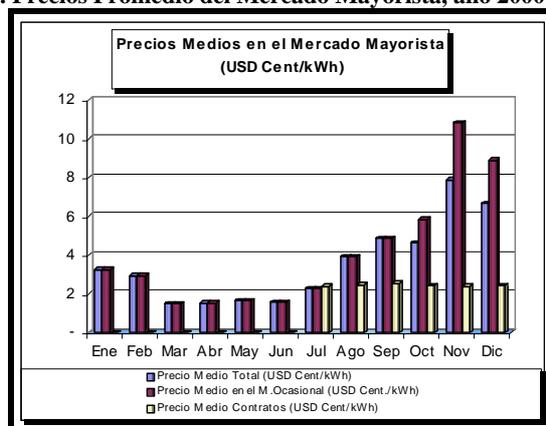
El 53 % del consumo nacional ocurre en el ámbito de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (23%) y de EMELEC (30%), distribuidoras encargadas del suministro a las ciudades de Quito y Guayaquil, respectivamente.

El Sistema Nacional Interconectado está conformado por la red troncal de transmisión en base a un anillo de 230 kV, de doble circuito, el cual alimentan las grandes centrales e inyecta energía a las 18 empresas distribuidoras interconectadas. La zona oriental del país todavía no es parte de la red interconectada.

Los costos marginales

A fines de 2000 existían 11 empresas eléctricas generadoras, 1 transmisora y 20 distribuidoras de energía. De las distribuidoras, 14 contaban con generación, dado que aún no se escindían, tal como demandaba la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Dada la importancia de la generación hidráulica y de la central de Paute, la pluviosidad tiene en Ecuador una fuerte incidencia en el precio. En épocas secas los precios en el mercado mayorista (MEM), tienden a incrementarse. Lo mismo ocurre cuando se percibe la proximidad de un fenómeno hidrológico del Pacífico (Fenómeno El Niño). Para fines del año 2000 y como se aprecia en el Gráfico 33, los precios en el MEM se incrementaron con la proximidad del período seco.

Gráfico 33. Precios Promedio del Mercado Mayorista, año 2000 en Ecuador.



Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Las reformas en el mercado eléctrico ecuatoriano son apenas incipientes, razón por la cual el mercado se encuentra en etapa de ajuste. El mercado mayorista empezó su operación sólo a fines de los noventa. Existen diversos problemas entre los cuales los que más se destacan son los siguientes:

- Con frecuencia y anualmente, Ecuador ha experimentado racionamientos eléctricos por falta de capacidad. Durante los periodos secos en los que la central de Paute no aporta la suficiente capacidad al sistema, se presentan déficit cercanos a 300 MW, siendo las importaciones desde Colombia el principal mecanismo para sobrellevar la falta de capacidad.
- La volatilidad macroeconómica y la fuerte caída en la actividad productiva a fines de los noventa y durante el año 2000, redujeron el grado de inversión en el sector. Ecuador no ha sido ajena a los racionamientos por falta de capacidad y la disminución en la inversión podría afectar nuevamente al país. Cabe mencionar, la salida de operación de 100 MW de Energycorp en el 2000 y de 130 MW de Ecuapower en el 2001. Por lo tanto, no existe garantía de abastecimiento de energía en el país durante los años 2001 y 2002.
- No se ha avanzado significativamente en la privatización del sector, afectando la competencia dentro del mismo.

- La estructura tarifaria presenta graves problemas debido al defasaje entre los precios internos y el nivel internacional de los costos de producción, transmisión y distribución. Esto ha causado importantes problemas con los PPAs¹⁷ existentes.
- Existe una alta volatilidad en los precios, alcanzando valores muy altos en el período de estiaje.
- La red de transmisión presenta saturaciones y restricciones considerables, que solo se solucionan con importantes inversiones.
- La cartera vencida de los distribuidores a generadores supera los 420 millones de dólares, que representa el 60% de la facturación. Se ha estado tratando de mejorar la cobranza mediante un fondo fiduciario previo a la privatización de la distribución, que se está comenzando a ejecutar.
- Las restricciones en el sistema de transmisión, tales como líneas de transmisión y transformadores, ha dado lugar a sobrecostos y a una ineficiencia del uso de la energía hidráulica, dado que no se utiliza el agua almacenada en los embalses y por lo tanto se debe quemar combustibles fósiles más caros.

Tabla 13 Generación Energía Eléctrica Primer Semestre 2002 en Ecuador.

Hidráulica	3.562.755,33 MWh
Térmica Gas	811.992.83 MWh
Térmica MCI ¹⁸	222.952.79
Térmica Vapor	1.212.387.68
Importación	29.097.70

Paraguay

La Oferta

El río Paraná reúne uno de los mayores potenciales hidroeléctricos del mundo. Gran parte de estos recursos son compartidos con Brasil y Argentina. La capacidad hidroeléctrica potencial propia de Paraguay está evaluada en unos 12000 MW, los cuales incluyen las plantas en operación (7840 MW), el potencial propio en los nuevos

¹⁷ “Power purchase agreement” o contrato de compra de energía. Estos contratos, usualmente, son diseñados entre empresas para regir sus transacciones. Existen, sin embargo, ocasiones donde estos contratos están estandarizados y ello facilita su reventa en el mercado secundario, reduciendo la incertidumbre y por lo tanto la prima por riesgo disminuye. Para esto último, sin embargo, se requiere un cierto nivel de desarrollo de los mercados eléctricos.

¹⁸ Motor de Combustión Interna

desarrollos. Estos valores solo consideran la capacidad que tiene derecho Paraguay en las centrales binacionales (Tabla 3.3). Debido a la gran potencia instalada que existe, no hay grandes desarrollos en inversión en la generación.

Gracias a un tratado suscrito con Brasil ya fue concluida la central hidroeléctrica de Itaipú, sobre el río Paraná. Se trata de la mayor central del mundo, con una potencia instalada de 12.600 MW, de los cuales la mitad corresponde a Paraguay. De acuerdo con los términos del tratado, Brasil adquiere la energía excedente que no utiliza Paraguay.

En colaboración con Argentina se ha construido la central de Yacyretá, con una potencia instalada de 2.700 MW, ampliable a 4.000. Actualmente opera con una cuota reducida, generando sólo el 60% de la energía posible. Con una cota máxima de operación esta central puede generar 20.000 GWh anuales.

En la Tabla 14 se presenta el Potencial Hidroeléctrico evaluado del Paraguay:

Tabla 14. Potencial Hidroeléctrico del Paraguay

Central	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWh)
En operación:		
• Acaray I y II	190	850
• Itaipú	6.300	37.500
• Yacyretá	1.350	10.250
Con estudio de factibilidad:		
• Corpus	2.300	10.050
• Itacorá-Itatí	816	5.408
• Acaray III	80	30
• Monday	200	692
Con estudios preliminares:		
• Itaipyté	90	315
• Tembey	20	88
• Pirapó	10	40
• Cororó	37	289
• Aquidabán	42	263
• Cachoeira	20	100
Totales	11.655	65.875

Además, se encuentra en fase de proyecto otra central hidroeléctrica paraguayo-argentina en Corpus, cuya ejecución y explotación sería entregada al sector privado. Los estudios técnicos indican que la potencia de esta central se situará entre los 2,800 y los 4,600 MW, dependiendo de la localización que se acuerde entre ambos países. Por su parte, la central de Acaray cuenta con una potencia disponible de 200 MW y genera 850

GWh/hora anuales. Cuenta con cuatro generadores, cada uno con una capacidad nominal de 50 MW y es propiedad de la Administración Nacional de Electricidad (Ande) (

Gráfico 34 y 3.33). En la actualidad, se llevan a cabo trabajos de restauración y modernización de los equipos principales. Itaipú suple el 77% de la demanda Paraguaya, mientras que Acaray suple el 21% y Yacyretá el 2%. El sistema interconectado nacional de transmisión cuenta con las siguientes características:

Tabla 15. Desarrollo de los sistemas de alta y media tensión de Paraguay.

Tensión	220KV	66KV
Kms.	2684	838
Desarrollo	Alto	Medio

Gráfico 34. Evolución de la capacidad instalada de Paraguay.



Tabla 16 Generación Eléctrica de Paraguay.

Hidráulica	8.250	99.52%
Térmica	38,5	.47%
Total	8.288,5	100.00%

www.ande.gov.py

La Demanda

- ♦ La demanda del año 2001 fue de 1,145 MW, (5.800 GWh) con un crecimiento anual del 4,5%.

Los costos marginales

En Paraguay no existe un mercado mayorista ni se han implementado reformas. No es posible determinar el Costo Marginal bajo preceptos de mercado. A pesar de que el combustible, el agua, resulta “barato”, y los costos de operación y mantenimiento son muy bajos, la cobertura de los compromisos financieros que resultaron de la inversión para llevar a cabo los emprendimientos hidroeléctricos de Itaipú y Yaciretá hacen que los precios de venta sean altos. Si los precios se fijaran a niveles cercanos a los costos marginales de largo plazo (y no a los de corto plazo), las tarifas dejarían de ser tan bajas.

Si se pasara a las tarifas todos los costos que según informa la ANDE serían requeridos para expandir la red, también su impacto sobre las mismas provocaría un incremento

importante. No obstante puede decirse que el nivel de las tarifas eléctricas es bajo con relación a los costos (Gráfico 35).

Gráfico 35. Comparación entre los costos marginales y los precios finales al consumidor de Paraguay.

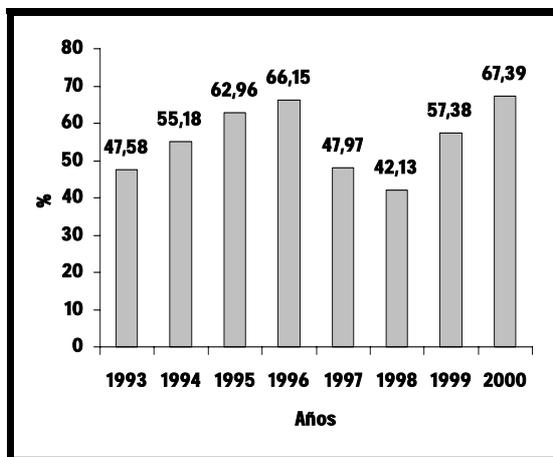
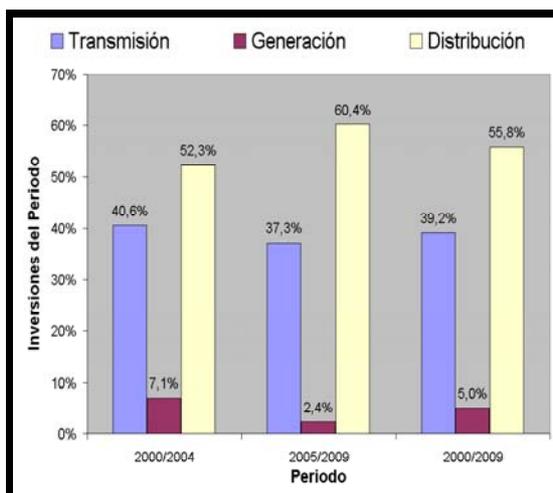


Gráfico 36. Inversiones en las distintas actividades funcionales de Paraguay.



Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Los problemas que existen en generación son:

En Itaipú la contratación de potencia implica pago en USD. No obstante los incumplimientos de pagos hacia Itaipú son parte del financiamiento de ANDE.

Yacyretá: se debe definir la tarifa en forma permanente Hay postergación de regalías.

Hay necesidad de fuentes alternativas y adecuación en las existentes, como es el caso de la modernización de Acaray, la presa Yguazú y la Central Térmica en Asunción.

En transmisión existen problemas de disminución de la calidad y confiabilidad del suministro. Los problemas en la transmisión tienen como causa principal la falta de

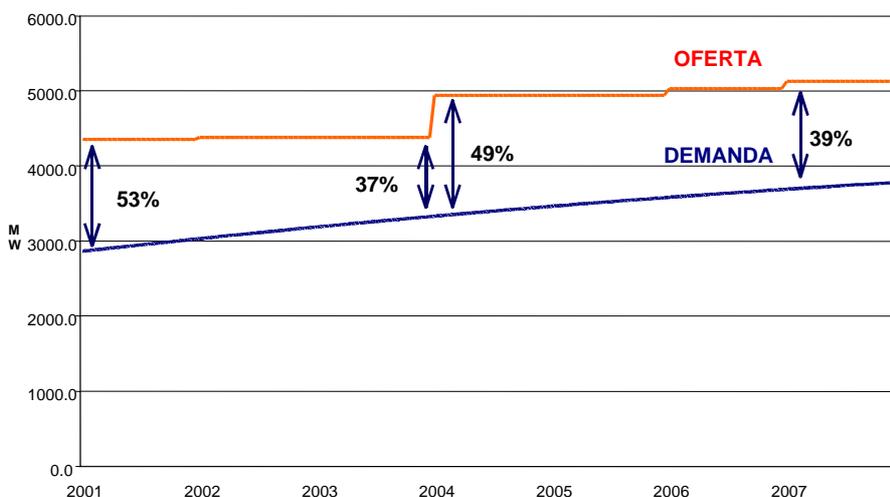
inversiones en el momento oportuno, debido a una tarifa inadecuada, demoras en la gestión de financiamientos y atrasos en la ejecución de obras. En el año 2000, los ingresos por venta cubren sólo hasta el 93% de los costos. La relación Tarifa/Costo se presenta en el Gráfico 35. Por su parte, el plan de inversiones que solicita ANDE está fuertemente concentrado en actividades de transmisión (Gráfico 36). Existen altas pérdidas técnicas de transmisión que están en torno al 10% cuando ocurre la demanda máxima sobre el sistema. Estas podrían ser disminuidas cerca del 7%, al entrar en servicio refuerzos de transmisión, los cuales se encuentran en etapa de finalización. Existen obras atrasadas, principalmente por deficiencias tarifarias y/o presupuestarias. Nuevas legislaciones (Ley 294/93 de impacto ambiental, Ley 1533/2000 de obras y servicios públicos). Las líneas de transmisión están actualmente operando en más del 70%, para lo cual la puesta en servicio de dos nuevas líneas solucionaría este problema por varios años.

Perú

La Oferta

- No tiene problemas de suministro de acuerdo al desarrollo del sector, tal como se desprende del Gráfico 37, que considera las centrales cuyo ingreso esta programado.

Gráfico 37. Balance de la oferta y la demanda al año 2017 en Perú.



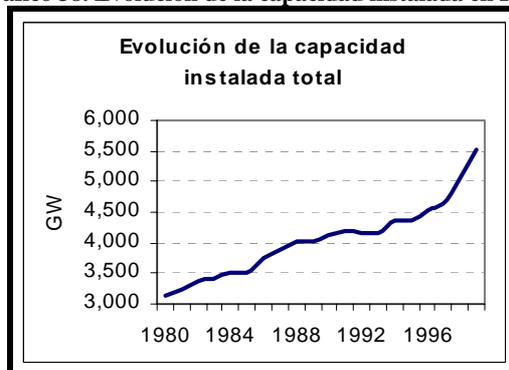
Fuente: COES Perú

El sistema eléctrico requiere un alto grado de optimización de los sistemas de control y protecciones para poder transmitir altas potencias debido a la característica del sistema. Los costos de transmisión son elevados. En la Tabla 17 se presenta la capacidad instalada de generación en Perú a diciembre del 2000. Como puede apreciarse existen 6,070 MW instalados (Gráfico 38), de los cuales el 47% (2,860 MW) corresponden a plantas hidráulicas y el 53% (3,210 MW) a centrales térmicas.

Tabla 17. Capacidad instalada año 2000 en Perú.

Generación Tipo de Empresa	HIDRÁULICA	TÉRMICA	EÓLICA	TOTAL
Servicio Público	2.776	2.370	0,5	5.146
Servicio Privado	84	840		923
				85%
				15%
TOTAL	2.860	3.210	0,5	6.070
	47%	53%		

Gráfico 38. Evolución de la capacidad instalada en Perú.



La Demanda

En el año 2000 la generación total alcanzó 19,902 GWh. De éstos, el 81% (16,172 GWh) fueron producidos a través de plantas hidráulicas, mientras que el 19% (3,729 GWh) restante con plantas térmicas (Tabla 18). En la Tabla 19 se muestra la demanda total, separada entre el mercado regulado y libre.

Tabla 18. Propiedad de las empresas de generación en Perú.

Generación Tipo de Empresa	HIDRÁULICA	TÉRMICA	EÓLICA	TOTAL
Servicio Público	15.747	2.569	0,8	18.317
Servicio Privado	425	1.160		1.585
				92%
				8%
TOTAL	16.172	3.729	0,8	19.902
	81%	19%		

Tabla 19. Distribución de clientes en Perú.

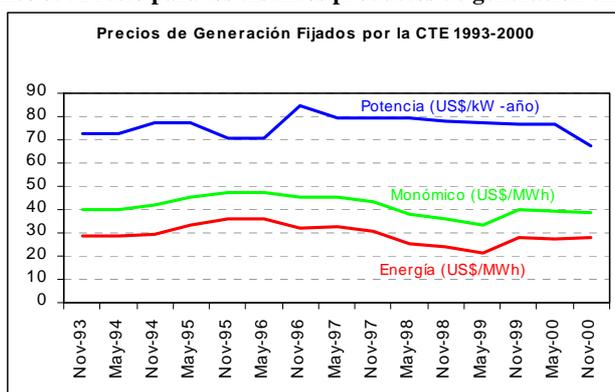
Tipo de Empresa Tipo de Mercado	GENERADORAS	DISTRIBUIDORAS	TOTAL
Regulado		8.407	8.407
Libre	4.773	2.356	7.129
			54%
			46%
TOTAL	4.773	10.763	15.536
	31%	69%	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Los costos marginales

Como puede apreciarse en el Gráfico 39, durante la década de los noventa se dio una disminución en los precios de la energía. Esta reducción no sólo fue fruto de la introducción de nueva capacidad instalada en el sistema, sino además, por la introducción de reglas nuevas que promovieron la competencia. El precio de la energía ha oscilado entre los US\$ 23 /MWh y los US\$ 27 /MWh durante los dos últimos años.

Gráfico 39. Precio para los distintos productos de generación en Perú.



Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Si bien, las reformas introducidas durante la década pasada en Perú han dado resultados positivos, aún se presentan algunos problemas. Estos están relacionados principalmente con dos factores. En primer lugar, la forma como se hace la expansión: Las señales actuales de expansión no han dado los resultados esperados. En segundo lugar, la complementariedad entre el mercado de gas y el eléctrico: Es necesario que la regulación de ambos mercados se alineen, de tal forma que se complementen y no se envíen las señales equivocadas al sistema. El mercado debe adaptarse a las señales de CAMISEA.

Tabla 20 Evolución de la Potencia Instalada MW en Perú.

1998		1999		2000		2001		2002	
Térmica	Hidráulica								
2.943,4	2.572,1	3.068,0	2.673,3	3.208,7	2.856,8	2.939,7	2.966,3	2.936,4	2.980,7

Tabla 21 Evolución de la Producción de Energía Eléctrica GWh en Perú.

1998		1999		2000		2001		2002	
Térmica	Hidráulica								
4.772,8	13.809,2	4.508,0	14.541,0	3.745,8	16.175,9	3.169,6	17.614,7	4.197,9	17.739,3

Uruguay

La Oferta

En el año 2000, la potencia instalada en Uruguay alcanzó 2,170 MW. Como puede apreciarse en el Gráfico 40, la capacidad instalada en Uruguay ha permanecido constante desde 1995. De la potencia instalada total, 945 MW corresponden a la central hidroeléctrica binacional Salto Grande, la cual, junto con los otros generadores hidráulicos conforman el 72.5% (1,534 MW) de la capacidad instalada (Gráfico 41). El remanente corresponde en su gran mayoría, 26.6% (563 MW) a la capacidad térmica en vapor y gas, mientras que autogeneradores de tipo diesel componen sólo el 0.9% (18 MW). Por su parte, la carga máxima anual viene presentando un incremento importante desde 1995, cuando alcanzó 1,204 MW mientras que en el 2000 alcanzó 1,463 MW.

Gráfico 40. Perfil de Carga en Uruguay.

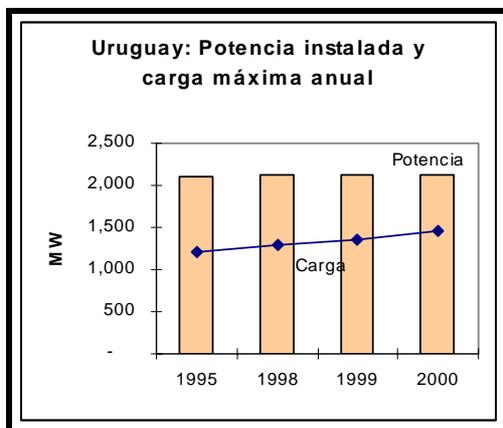
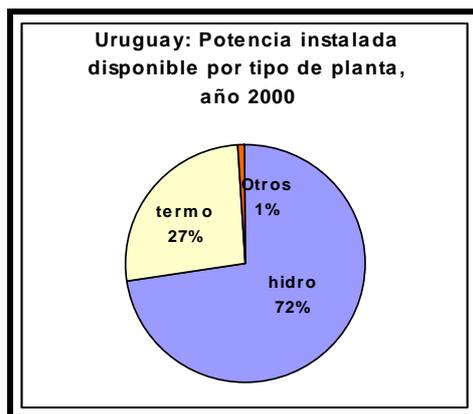


Gráfico 41. Potencia Instalada en Uruguay.

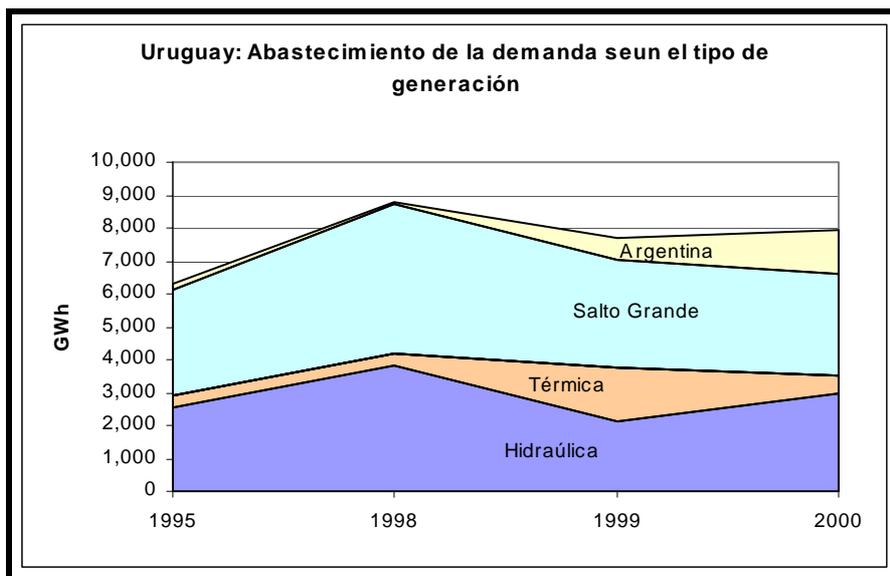


Actualmente importa energía desde Argentina ante la falta de suministro local. No obstante, con el ingreso de gas en la región y una licitación que está haciendo para la instalación de 600 MW cerca de Montevideo, tiene asegurado el suministro y aún podrá exportar en el mediano plazo. Su sistema de transmisión no requiere ser ampliado. La expansión del sistema de transmisión de alta tensión será aquella requerida por interconexiones con Brasil.

La Demanda

La demanda anual de energía creció 3% en el 2000, alcanzando 7,926 GWh y una potencia máxima de 4,463 MW. El Gráfico 42 permite visualizar el abastecimiento de la demanda según el tipo de generación térmica o hidráulica. En él se puede apreciar la fuerte incidencia de las fuentes hidráulicas y la pérdida de participación de las fuentes térmicas, lo significativo que son las compras de Salto Grande y la importancia que han adquirido las importaciones desde Argentina.

Gráfico 42. Generación según fuente en Uruguay.



Sobre este último aspecto, en el año 2000 las compras de energía a Argentina alcanzaron los 1328 GWh, es decir, correspondieron al 17% del total. Las compras a Salto Grande correspondieron al 39%, mientras que la generación con fuentes hidráulicas correspondió a 38%; casi el 80% de la energía generada provino de fuentes hídricas (Gráfico 43).

En términos de los usos de la energía generada, el 94% tuvo como destino principal el mercado nacional, mientras que el 1% se exportó (Gráfico 42).

Gráfico 43 Usos de la Energía en Uruguay.

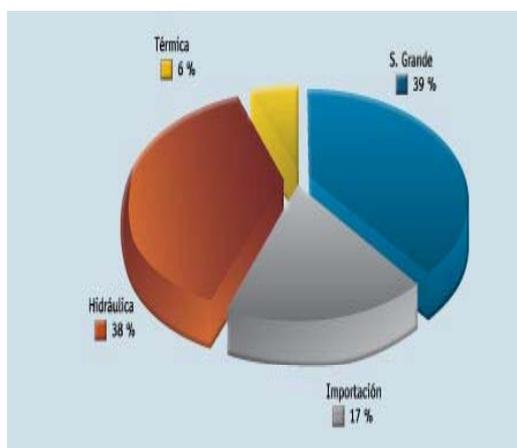
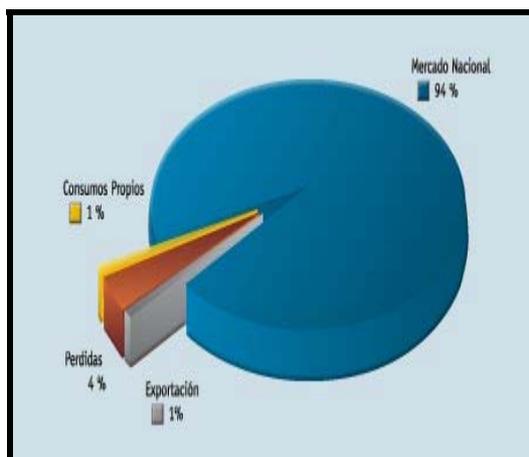


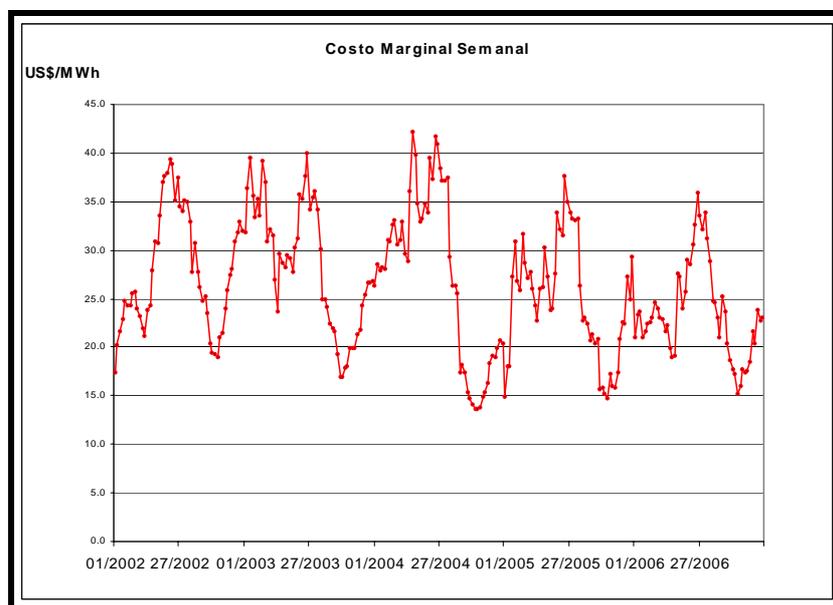
Gráfico 44. Fuentes de Generación en Uruguay.



Los costos marginales

Los costos marginales medios mensuales para el período 2002-2006, se presentan en el Gráfico 45. Estos corresponden a los valores medios de cada banda horaria semanal, ponderados por la energía correspondiente. Se aprecia en ellos la marcada variación estacional correspondiente a la variación hidrológica, demanda y disponibilidad de gas.

Gráfico 45. Costo Marginal Semanal en Uruguay.



Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Desde el punto de vista operativo, se espera que para lo próximos años la generación hidráulica como porcentaje de la generación nacional total, presente una tendencia decreciente, por no incorporarse durante los próximos cinco años generación adicional de este tipo. Por lo tanto, es de esperarse que la participación de la generación hidráulica en la generación total disminuya.

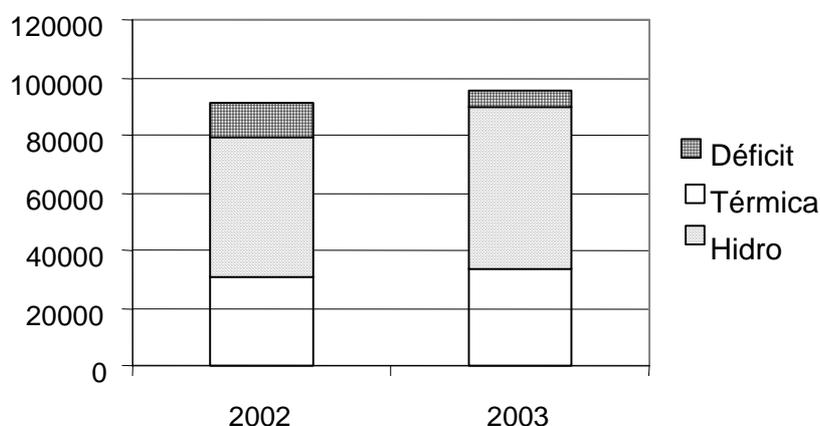
Los costos marginales obtenidos presentan una marcada variación estacional, en concordancia con las variaciones presentadas por los aportes hidrológicos, la demanda y la disponibilidad de gas natural para generación.

Venezuela

La Oferta

El Gráfico 46 presenta el siguiente problema para una hidrología seca.

Gráfico 46. Oferta de Energía en Venezuela.



Fuente: OPSIS

La actual fragilidad del suministro se debe a:

- Un déficit energético debido a la indisponibilidad del parque térmico, que se ha evidenciado al registrarse los caudales de aporte al Río Caroní más bajos en los últimos 50 años.
- Un parque térmico que presenta elevada obsolescencia y bajos niveles de eficiencia, por lo que se requiere de la incorporación de generación nueva y eficiente.
- Insuficiencia de gas para la generación de electricidad hasta el año 2005.

Dificultades operativas, especialmente en la zona de Occidente, obliga a expandir la red de transmisión, necesiéndose la construcción de numerosas ampliaciones de transporte para evitar los efectos que sus restricciones traen en la operación del sistema y en el costo de generación. Las obras identificadas para el periodo 2002 – 2004 comprenden ampliaciones de la red de transmisión en 765, 400 y 230 kV de más de 1500 Km, así como incrementos en la capacidad de transformación de 3700 MVA y compensación de redes.

Existen importantes proyectos de ampliación y repotenciación de la capacidad instalada de generación en Venezuela. La Tabla 22 resume las incorporaciones de generación previstas en el periodo 2000-2012. Se observa un incremento de capacidad en el orden de los 6,890 MW, frente a un crecimiento de la demanda de punta en el mismo periodo,

en el orden de los 4,600 MW. Parte del crecimiento previsto de oferta se debe a la repotenciación de plantas existentes.

La Demanda

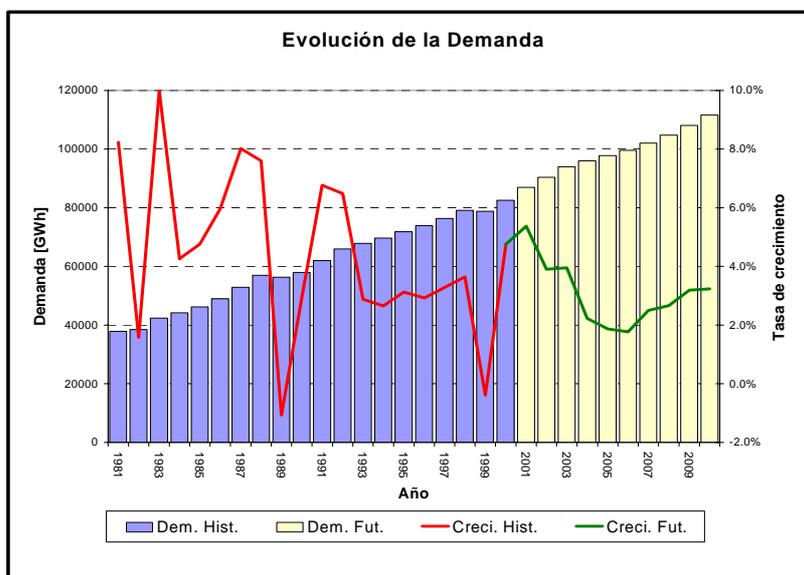
La demanda, de acuerdo al pronóstico de crecimiento probable indicado en el documento realizado por los agentes del mercado en Venezuela, denominado "Pronósticos de energía y potencia eléctrica del sistema eléctrico nacional - Período: 2000 a 2018" es la indicada en el Gráfico 47. El crecimiento medio de la demanda es próximo al 3% anual

Tabla 22. Nueva Capacidad de Generación en Venezuela.

Periodo	Nueva Capacidad de Generación ⁽¹⁾ [MW]		
	Térmica	Hidráulica	TOTAL
2001 – 2004	2862	522	3384
2005	200	696	896
2006		696	696
2011 – 2012		1914	1914

Nota: (1) Potencia Neta - Incluye repotenciación de plantas térmicas.

Gráfico 47. Evolución de la Demanda en Venezuela.



La participación de la generación hidráulica en la oferta se mantiene relativamente constante en todo el periodo, alrededor del 75%. El margen de reserva se reduce en los tres primeros años, dado que en este periodo no se incorpora nueva generación. A partir del año 2004, se incrementa el margen de reserva principalmente por la entrada en servicio de la Central Hidroeléctrica Caruachi. En los siguientes años el margen de reserva decrece paulatinamente conforme crece la demanda. El consumo de gas natural aumenta en los primeros tres años del periodo simulado (respecto a los valores actuales), por el mayor requerimiento que tiene la generación térmica existente. Con la entrada en operación de Caruachi el consumo de gas natural se reduce en valores similares existentes. Hacia el final del periodo de simulación, el consumo total de gas natural es de un 43% superior al actual.

Los costos marginales

El precio de la energía en el mercado spot definido como el costo marginal de la energía en cada nodo, es un reflejo directo de los precios de combustibles, ya que define el costo variable de producción en las plantas térmicas y en forma indirecta el “valor del agua” de las plantas hidráulicas. En función de ello, resultan relevantes las hipótesis que se formulen respecto a la disponibilidad y precios de combustibles para la generación térmica. En tal sentido se pueden plantear dos escenarios posibles, uno donde existe gas natural en cantidad suficiente para abastecer los requerimientos de la generación térmica y el otro donde al gas se debe reemplazar por el uso de combustibles líquidos o por la orimulsión. Siendo la orimulsión un producto exportable, su costo económico queda definido por su precio en el mercado internacional el cual se estima en 40 US\$/TN (1.39 US\$/MM BTu).

El valor encontrado para el costo marginal de largo plazo es de 26.1 US\$/MWh (Energía + Potencia), precio que hace rentable una planta térmica tipo ciclo combinado a gas natural, con un precio de 1.27 US\$/MBTU. Por su parte el precio de la Potencia resultó de 5.0 US\$/kW-mes valor, que hace rentable una planta térmica a ciclo abierto.

El CMLP se puede discriminar en una componente por energía y otra por capacidad. La componente por energía se deduce descontando al valor de 26.1 US\$/MWh antes indicado, la remuneración por potencia que recibiría la planta de expansión, de lo cual resulta un precio de la energía en el largo plazo de 18.47 US\$/MWh.

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

La Red de Transporte tiene numerosas dificultades operativas. Las obras identificadas para el periodo 2001 – 2004 comprenden ampliaciones de la red de transmisión en 765, 400 y 230 kV, así como incrementos en la capacidad de transformación y compensación de redes, de acuerdo con el siguiente detalle:

Simulaciones realizadas por Mercados Energéticos sobre el sistema venezolano, se observan precios altos con significativas diferencias de precios entre nodos. Esto es consecuencia de la existencia de restricciones de transporte, que afectan el despacho económico de generación. La región más comprometida es el Occidente del país donde pueden existir potenciales condiciones de falta de energía para abastecer la demanda.

Tabla 23. Consumo de Energía por sector en Venezuela. GWh 2001

Sector	GWh	%
Residencial	15.953	24.77%
Comercial	9.713	15.10%
Industrial	29.101	45.19%
Otros	9.622	14.94%
Total	64.389	100.00%

*Interconexiones existentes**Electricidad*

Las interconexiones existentes en la región son las siguientes:

Tabla 24. Interconexiones Existentes en Suramérica

País	Conexión	País	Conexión	V (KV)	POT (MVA)
Colombia	Ipiales	Ecuador	Tulcán	115	40
Argentina	Paso de los Libres	Brasil	Uruguayana	230	50
Brasil	Foz de Iguazú	Paraguay	Acaray	132	70
Brasil	Rivera	Uruguay	Libramento	230	70
Argentina	Clorinda	Paraguay	Guaramberé	220	80
Colombia	Tibú	Venezuela	La Fría	115	80
Colombia ¹⁹	Pasto	Ecuador	Quito	230	100
Argentina	Yacyreta	Paraguay	Yacyreta	220	130
Colombia	Cuestecita	Venezuela	Cuatricentenario	230	150
Colombia	San Mateo	Venezuela	Corozo	230	150
Brasil	Boa Vista	Venezuela	Santa Elena	230	200
Chile	Norte Grande Chile (SING)	Argentina	Cobos	345	600
Argentina	Rincón	Brasil	Garabí	500	1000
Argentina	Salto Grande	Uruguay	Salto Grande	500	1000
Brasil	Itaipú	Paraguay	Itaipú	750	6300

De manera general se puede concluir que:

¹⁹ En los actuales momentos se está construyendo una línea de transmisión que va a unir las S/E Zorritos a la S/E San Idelfonso, con una capacidad adicional de 250 MW. La primera etapa va a entrar en Diciembre de 2002, con una capacidad de 100 MW.

- Las interconexiones entre Colombia y Venezuela sólo se usan en condiciones de emergencia. Por ejemplo, Corozo-San Mateo tiene un factor de utilización del 8%. La línea Cuatricentenario-Cuestecita tiene un factor de utilización del 3%
- Las interconexiones pertenecientes a aprovechamientos binacionales como Itaipú y Salto Grande, han creado un ambiente internacional de transmisión que sirve de antecedente para otros desarrollos.
- Las interconexiones menores Argentina-Uruguay-Brasil están sufriendo el cambio regulatorio que se está dando en los países, por lo que su funcionamiento es bajo o nulo.
- La interconexión Argentina-Paraguay no puede funcionar interconectando ambos sistemas debido a que se realizó una expansión en 220 kV demasiado débil para unir dos sistemas con características dinámicas diferentes.
- Un caso singular lo representa la interconexión Cobos (Argentina) – SING (Chile). Inicialmente esta interconexión fue planeada para vincular al sistema chileno una planta de generación térmica a Ciclo Combinado localizada en COBOS (Argentina), la cual utiliza para su producción el gas natural existente en las reservas del Noroeste Argentino (NOA). El extremo argentino de esta interconexión se encuentra aislado del resto del sistema de transporte. No es, por lo tanto, una unión física de los sistemas de transporte entre estos dos países, que hace que no puedan ponerse en contacto ambos mercados. Al mismo tiempo que se realizaba la mencionada interconexión, entraron en servicio dos gasoductos que corren prácticamente paralelos, llevando gas natural del NOA al norte grande chileno para ser utilizado en la generación térmica. Esto produjo un exceso de oferta de generación en el SING de Chile respecto a los requerimientos de la demanda, haciendo que en la práctica la interconexión eléctrica no sea utilizada. Los propietarios de la central de Cobos están evaluando la posibilidad de que la central venda su producción al sistema interconectado argentino, con miras también a su exportación a Brasil.
- La interconexión de 1000 MW que vincula las EETT Rincón (Argentina) e Itá (Brasil) entró en operación en mayo de 2000, esta línea es propiedad del grupo Endesa. La energía exportada se vende a Furnas y Eletrosul siendo suministrada por las centrales Costanera, Dock Sud y CTBB de Argentina. La comercialización de la energía está a cargo de la empresa CIEN.
- Las interconexiones Argentina-Brasil (50 MVA) y Brasil-Uruguay (70 MVA) no se emplean plenamente debido a una falta de adaptación a los nuevos cambios regulatorios.
- Las interconexiones Argentina-Paraguay, Venezuela-Colombia, Colombia-Ecuador y Chile-Argentina no permiten la interconexión de los sistemas nacionales, por limitaciones técnicas de las mismas o de los sistemas nacionales a los que están conectados.
- Las interconexiones Uruguay - Argentina (1000 MVA) y Brasil - Paraguay (6300 MVA), están basadas en aprovechamientos binacionales y tienen amplia utilización.

- Un caso singular lo representa la interconexión Cobos en Argentina con el SING en Chile. Inicialmente, esta interconexión fue planeada para vincular el sistema chileno, una planta de generación térmica de Ciclo Combinado localizada en Cobos, la cual utiliza para su producción el gas natural existentes en las importantes reservas del NOA Argentino. El extremo argentino de esta interconexión, se encuentra aislado del resto del sistema de transporte argentino, no constituyendo por lo tanto una unión física de los sistemas entre Argentina y Chile. Esto hace que no puedan ponerse en contacto ambos mercados. Al mismo tiempo que se realizaba la mencionada interconexión, entraron en servicio dos gasoductos que corren prácticamente paralelos, llevando gas natural del NOA argentino al norte grande chileno, para ser utilizado en la generación térmica. Esto produjo un exceso de oferta de generación en el SING de Chile respecto a los requerimientos de la demanda, haciendo que en la práctica la interconexión eléctrica prácticamente no sea utilizada. Los propietarios de la central de COBOS, la empresa AES GENER, están evaluando dejar sin efecto la interconexión y hacer que la central venda su producción al sistema interconectado argentino, con vista también a su exportación a Brasil.
- La interconexión de 1000 MW que vincula las EETT Rincón en Argentina e Itá en Brasil, entró en operación en mayo del 2000. La línea es propiedad del grupo Endesa. La energía exportada se vende a Furnas y Electrosul, siendo suministrada por las centrales Costanera, Dock SUD y CTBB de Argentina. La comercialización de la energía está a cargo de la empresa Cien. En el futuro próximo será muy importante el flujo de energía por la interconexión, esto favorece a una situación energética comprometida con Brasil, asociado a una hidrología seca en dicho país.

Interconexiones Eléctricas Posibles

Lo que respecta al desarrollo de las interconexiones se pueden realizar las siguientes observaciones:

- **Argentina:** la inestabilidad económica y política del país es el elemento más crítico en el desarrollo del sector energético. Por el otro lado, la falta de un verdadero libre acceso a la infraestructura de transporte, el requerimiento de que el costo de nueva transmisión deba ser absorbido por los nuevos ingresantes y la existencia de un mercado competitivo, no permiten la consolidación de un mercado regional que seleccione el lugar más económico para el uso de reservas.
- **Bolivia:** No existen problemas reglamentarios en el subsector eléctrico que restrinjan las interconexiones, dado que aquellos que pudiesen existir no se aplican al ser desventajosas las interconexiones eléctricas respecto de las de gas. No existe la posibilidad de establecer precios diferenciados de gas para los distintos mercados, que quizás le permitiría incrementar su suministro. El monopolio de YPFB como agregador, no facilita el libre acceso en caso de existir un mercado regional.
- **Brasil:** Existe cierta inestabilidad que es producto del proceso de transición. Además los compromisos firmes de exportación de energía eléctrica no pueden asegurar el suministro en todas las circunstancias porque están sujetos a las mismas condiciones de racionamiento que el resto del sistema nacional. Es necesario

introducir una reglamentación del acceso libre de las interconexiones eléctricas. La participación de Petrobras en el sector eléctrico y gasífero debería estar sujeta a mayor regulación.

- **Chile:** Es un país cuyo mercado está muy desarrollado, pero cuyo diseño basado en la libre competencia en el uso de la transmisión con el acuerdo entre partes y arbitraje, (en caso de no llegar a un acuerdo), dificulta la realización de interconexiones eficientes. La asignación del racionamiento de manera proporcional a la demanda, la falta de formalización de la función del comercializador (a pesar de que puede ser resuelto mediante la adquisición de una pequeña unidad de generación) y la falta de definición de largo plazo en el reconocimiento de potencia, pueden verse como desincentivo especialmente para los intercambios que van en ambos sentidos.
- **Colombia:** Ha desarrollado un conjunto de reglamentaciones que pretenden proteger el sistema nacional, del efecto que pueden producir las interconexiones nacionales tanto en el subsector eléctrico como en el subsector gas. En el primero diferencia los precios de ambos mercados y en el segundo prohíbe las exportaciones de gas natural cuando hay usuarios en Colombia para quienes existe la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no ha sido satisfecha.
- **Ecuador:** Es un país cuyo mercado está en desarrollo y donde no se han privatizado las empresas estatales. El enfoque regulatorio sobre exportación de energía que establece la ley marco es restrictivo, autorizando la exportación de los excedentes producidos luego de satisfacer la demanda nacional. La exportación no determina precio en el mercado nacional. El criterio establecido (o en análisis, ya que parte de la regulación está en etapa de discusión) indica cierta discriminación entre la demanda local y la extranjera. Sin embargo, dada la falta de oferta en el mercado de Ecuador y los precios de la energía, esta restricción parece no ser relevante en el corto plazo.
- **Paraguay:** Es un país en el que no existe mercado y debe convenirse con ANDE la realización de las interconexiones, dado que dispone del monopolio. No existe ninguna restricción legal a la realización de un convenio con ANDE, para realizar una interconexión en su territorio que facilite el tránsito de energía. No tiene regulado la exportación de gas.
- **Perú:** Es un país cuyo mercado está desarrollado, aunque no está detallada la regulación para exportación e importación de gas y energía eléctrica.
- **Uruguay:** Es un país cuyo mercado no está desarrollado y por lo tanto las interconexiones deben ser analizadas con UTE, la empresa monopólica. Se ha desarrollado una regulación, que está en aprobación en la UREE que facilita los intercambios internacionales. En gas existe libre importación.
- **Venezuela:** En el sistema venezolano no se ha implementado el modelo de mercado. El desarrollo de las interconexiones en ambiente de mercado podrá analizarse cuando se implemente la regulación respectiva.

Si las consideraciones anteriores son resueltas es posible realizar una evaluación económica simplificada de los principales proyectos en discusión.

La rentabilidad de un negocio de interconexión depende de la energía, la potencia y los servicios complementarios que es posible arbitrar. Si en un extremo de la interconexión es posible captar una potencia de una central hidroeléctrica cuya potencia o energía no siempre es utilizable, y en el otro nodo es posible capturar una potencia térmica de baja utilización, y en ambos casos esas unidades son de alto valor en el otro extremo, se pueden obtener beneficios superiores a los costos de la interconexión. Es de resaltar que los costos de transporte analizados llegan a 582 US\$/MW y que si se lograra transferir potencia hidráulica no utilizable en un país, hasta otro que la requiere, se podrían alcanzar beneficios equivalentes a 700 US\$/MW²⁰

Ecuador- Colombia y Ecuador-Perú

Dada la diferencia de precios, la primera interconexión entre esos países es muy beneficiosa.

Tabla 25. Evaluación General Simplificada de los Proyectos

Evaluación General simplificada de los proyectos								
País	Localidad	País	Localidad	Ampliación (KM)	Voltaje (kV)	Potencia (MVA)	Inversión (MM U\$S)	Peaje U\$S/MWh (1)
Ec	Quito	Co	Pasto	213	230	200	51	6.7
Ec	Milagro	Perú	Guadalupe	450	230	125	65	13.5

(1) Se consideró una remuneración =0,16 *Inversión y un 70% de factor de uso

Para un incremento de las potencias de intercambio (casi duplicación) es necesario introducir ampliaciones en los sistemas internos de los países para lo cual se requiere de mayor simetría regulatoria.

Venezuela-Colombia

Las futuras interconexiones Venezuela-Colombia seguramente podrían ser mucho más importantes que las actuales, siempre y cuando exista cierta convergencia en las evaluaciones que se deben hacer de los proyectos y éstas respondan sólo a cuestiones económicas. En ese caso la cercanía de Colombia con zonas débiles en cuanto a transmisión de Venezuela, seguramente hacen factible un incremento de los intercambios de las instalaciones existentes y la construcción de nuevas interconexiones eléctricas.

Argentina-Chile

Dada la poca diferencia entre los costos marginales la interconexión se dará solo si se resuelven todos aquellos temas de servicios complementarios, potencia y transmisión que son necesario para aprovechar las complementariedades de los sistemas.

²⁰ Ver Proyecto CIER 02.

Tabla 26. Evaluación General Simplificada de los Proyectos

Evaluación General simplificada de los proyectos								
País	Localidad	País	Localidad	Ampliación (KM)	Voltaje (kV)	Potencia (MVA)	Inversión (MM U\$S)	Peaje U\$S/M Wh(1)
Ar	Comahue	CH	Ancoa	800	500	500	149	7.8

(1) Se consideró una remuneración =0,16 *Inversión y un 70% de factor de uso

Argentina-Brasil-Uruguay

Las interconexiones eléctricas de bajo costo son aquellas que permiten aprovechar la capacidad remanente del sistema existente . Por ejemplo aquellas que utilizan la convertidora de Itaipu para transferir energía de Argentina a Brasil.

Tabla 27. Evaluación Simplificada de los Proyectos

Evaluación General simplificada de los proyectos								
País	Localidad	País	Localidad	Ampliación (KM)	Voltaje (kV)	Potencia (MVA)	Inversión (MM U\$S)	Peaje U\$S/M Wh(1)
Ar	NOA	PA/ BR	Asunción-San Pablo	700	500	1000	172	4.5
Ar	NOA-Res	PA/ BR	Asunción-San Pablo	800	500	1000	178	4.6
Ar	NOA-Res	BR	Garabí-Pto Alegre	1350	500	1000	456	11.9
Ar	GBA-Res	BR	Garabí-Pto Alegre	1750	500	1000	550	14.4
Ar	GBA	BR	San Pablo CC	2300	500	1000	582	15.2
Ar-UR	GBA-S Grande	BR	Pto Alegre	1250	500	800	470	15.3

(1) Se consideró una remuneración =0,16 *Inversión y un 70% de factor de uso

ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS NACIONALES DE GAS

En esta sección se desarrolla un análisis cuantitativo y cualitativo de las reservas, producción y demandas, así como un análisis de la problemática del sector desde el punto de vista de la infraestructura. Los aspectos regulatorios se analizan en la sección siguiente. Al inicio de cada país se presenta un breve resumen que abrevia los aspectos tratados con más profundidad en las secciones de la oferta, demanda, costos marginales y los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

La reservas de gas y la producción de cada país es la descrita en la Tabla 28:

Tabla 28 Reservas y Producción de Suramérica, año 2000

PAIS	Reservas Probadas 10 ⁹ M ³			Reservas Probables	Reservas Totales			Produc. bruta	Produc. Neta de Inyec.	Relación Reservas / Prod.
	Asociadas	Libres	Totales	10 ⁹ M3	10 ⁹ M3	TCF	10 ⁹ M3	10 ⁹ M3	Años	
ARGENTINA	130	618	748	258	1006	35.5	44.9	42.3	17	
BOLIVIA	270	405	675	651	1326	46,8	5.5	3.9	173	
BRASIL	159	67	226	229	455	16.1	7.7	6.17	29	
CHILE	27	12	39	10	49	1.7	3.1	2.4	16	
COLOMBIA	95	93	188	6	204	7.2	8.0	6.6	24	
ECUADOR	0	8	8	3	11	0,4	0.0	0.0	0.0	
PARAGUAY	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
PERU	0	198	198	188	386	13.6	0.4	0.4	495	
TRINIDAD			606	250	856	30.2				
URUGUAY	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
VENEZUELA	3766	396	4162	1104	5266	186	62.0	42.0	85	

Fuente: OLADE

La demanda y la distribución del consumo por sectores de cada país es la descrita en la siguiente tabla:

Tabla 29 . Consumo en Suramérica por Sectores, año 2000

PAÍS	Billones de metros cúbicos año 2000					% de participación en el mercado interno del gas natural				% de participación en el consumo de energía primaria
	Demanda total	Generación	Industrial	Comercial y residencial	Transporte	Generación	Industrial	Comercial y residencial	transporte	
ARGENTINA	32.79	10.59	9.95	10.58	1.67	32.29	30.34	32.27	5.09	47
BOLIVIA	1.13	0.59	0.38	0.13	0.03	52.21	33.63	11.50	2.65	28
BRASIL	5.87	0.51	4.74	0.29	0.33	8.69	80.75	4.94	5.62	2.7
CHILE	6.64									11
COLOMBIA	5.24	1.90	2.54	0.73	0.07	36.26	48.47	13.93	1.34	20
ECUADOR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PARAGUAY	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
PERU	0.40									
URUGUAY	0.02	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	100	0.00	0.00	1
VENEZUELA	18.60	5.95	8.93	3.72	0.00	31.99	48.01	20.00	0.00	33

1 incluye consumo en transporte por gasoducto

La oferta del subsector gas está bien definida, existiendo dos países con excedentes en el corto y mediano plazo superiores a su demanda interna y exportación (Bolivia y Perú), un país con muchas reservas que debe definir su política gasífera (Venezuela) y países con excedentes de corto plazo (Argentina y Colombia).

En el subsector eléctrico la oferta en el mediano plazo depende del correcto funcionamiento del mercado o de la organización sectorial cuando es estatal. En ambiente de mercado éste sólo funciona adecuadamente si no existen trabas a su libre desenvolvimiento y es por ello que muchos de los problemas de suministro existentes se deben a restricciones a su libre desarrollo. A nivel regional estos problemas se ven reflejados introduciendo limitaciones adicionales al intercambio.

Los intercambios que se pueden dar en la región dependen de:

- La disponibilidad de gas. Venezuela debe definir la política gasífera para poder emplear sus reservas y Argentina debe dar señales económicas que le permitan aumentar sus reservas.
- La definición de las políticas de expansión del subsector eléctrico para definir los requerimientos de gas. Brasil puede duplicar sus volúmenes de gas actualmente

importados de Bolivia. Lo mismo, pero en términos nacionales sucede con CAMISEA y la demanda de su subsector eléctrico de Perú.

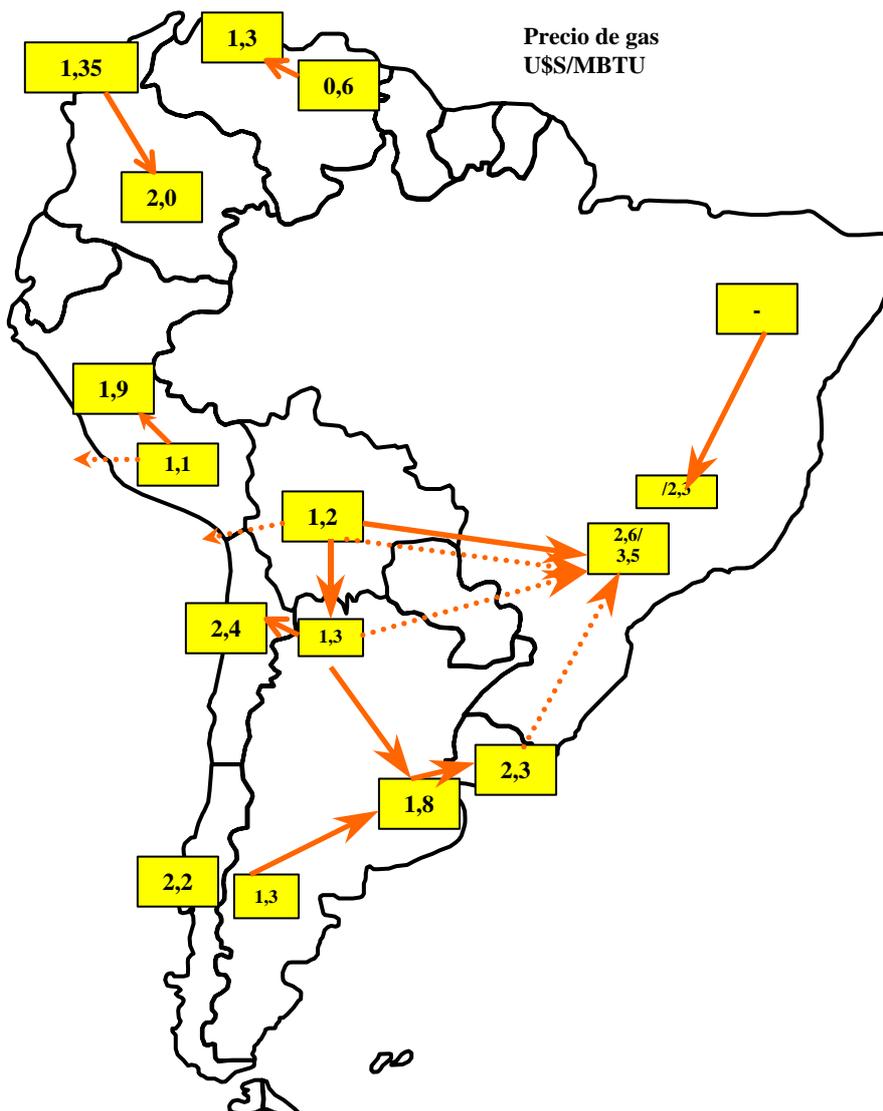
- Definición de las políticas tarifarias de gas y electricidad y su expansión interna, especialmente para la interconexión gasífera Argentina- Brasil vía Uruguay y para las interconexiones eléctricas, Argentina- Brasil o Argentina- Uruguay –Brasil.
- La definición adecuada de los servicios complementarios y de calidad (Argentina-Chile y expansiones posteriores de Ecuador con Perú y Colombia).
- La solución de restricciones técnicas de interconexión (Perú-Ecuador).
- La seguridad Jurídica (interconexiones que pasan por Paraguay).

En el siguiente gráfico se presenta un cuadro de los precios del gas natural previstos en el largo plazo en la región y su interrelación, de los cuales se puede concluir:

Los precios actuales de gas, a partir de los cuales se establece el precio marginal del subsector eléctrico, están en equilibrio inestable en la mayor parte de los países.

En Bolivia es así porque la oferta supera la demanda potencial afectando por competencia los precios de Argentina en el largo plazo. En Colombia y Venezuela porque los precios del mercado no parecen ser los adecuados para asegurar la producción o aumento de reservas.

Gráfico 48. Precios del Gas Natural Previstos para el Largo Plazo en Suramérica



Los flujos regionales en la actual situación están más definidos por las reservas disponibles, la demanda potencial y la distancia como fue definido en los párrafos anteriores.

Si existiesen mercados de gas competitivos y el transporte fuese de libre acceso efectivo, se produciría:

- Una competencia entre la producción de Bolivia y Argentina limitando el desarrollo de reservas de este último y el acceso de Bolivia a los mercados del sur de Brasil.
- Una competencia entre la producción de Colombia y la de Venezuela limitando el desarrollo de las reservas del primero.

El subsector eléctrico no siempre es el sector dominante del subsector gasífero. Perú, Bolivia y Venezuela deben buscar en el GNL la demanda que le permitirá monetizar sus reservas.

En sentido inverso el precio de la electricidad depende del precio del gas. El costo marginal de largo plazo de producción de energía eléctrica depende principalmente del costo del gas y de la recuperación del capital.

Para un costo de inversión en generación térmica de un ciclo combinado de 350 US\$/KWh el precio marginal de largo plazo (CMLP) de generación estimado es el siguiente:

Tabla 30. Precio Marginal de Largo Plazo

País	CMLP (US\$/MWh)
Argentina	26
Bolivia	20
Brasil	36
Chile	26
Colombia	28
Ecuador	50
Paraguay	30
Perú	28
Uruguay	28
Venezuela	26

En la siguiente tabla se presentan las diferencias de costos marginales entre algunos países, lo que indicaría la rentabilidad de las interconexiones y por ende la posibilidad de que se construyan.

Tabla 31. Diferencias de Costos Marginales entre Países.

País 1	País 2	CMLP (US\$/MWh)
UR	AR	2
CH	AR	0
BR	AR	10
CO	VE	2
PE	EC	22
CO	EC	22
BR	UR	8

Se puede observar, con independencia de las valorizaciones simplificadas realizadas y sin considerar otros aspectos tales como los costos de transmisión (el cual es muy sensible a la distancia y a el volumen de energía a transportar), que :

- Los CMLP son dependientes del costo de gas.
- Las diferencias de CMLP sólo justifican el costo de transmisión entre mercados para interconectarse a Ecuador y Brasil. Brasil tiene un costo marginal superior en 10 US\$/MWh respecto a los países vecinos lo que justifica la realización de interconexiones siempre y cuando el costo de transmisión no supere el valor

indicado. Ecuador dispone de un amplio margen pero con costos de transmisión muy elevados por ser de 230 kV.

- Para las demás interconexiones eléctricas es necesario encontrar otras sinergias tales como beneficios en servicios complementarios o en valorización de inversiones ineficientes que la permitan hacer factible.

De un análisis prospectivo de la industria del gas en los diferentes países se puede inferir, para el año 2010, lo siguiente:

Argentina: Si el mercado interno sigue creciendo al ritmo que lo hizo en la última década, si se honran los compromisos de exportación a Chile, Brasil y Uruguay y si la actividad exploratoria sigue a un ritmo tan bajo como en la década pasada, las importaciones de gas de Bolivia se iniciarían antes de finalizar la presente década. Se estima, que el mercado argentino estaría consumiendo 45.2 billones de metros cúbicos por año (BM^3) y estaría exportando 11.4 BM^3 . Para cubrir esos volúmenes estaría produciendo al máximo ritmo que darían los campos, 65.0 BM^3 de los cuales el consumo en campo de producción y en el sistema de transporte por gasoductos llegaría a 14.3 BM^3 , por lo que, para cubrir el déficit estaría importando de Bolivia 5.9 BM^3 .

Bolivia: Cubrirá los requerimientos de su mercado interno con 2.04 BM^3 , sus exportaciones serán de 26.2 BM^3 de las cuales 18.3 BM^3 destinados a Brasil y 5.9 BM^3 a Argentina, con una producción de 31 BM^3 .

Brasil: La demanda interna será de 34.7 BM^3 y será cubierta con su producción de 16.9 BM^3 y con importaciones de 23.1 BM^3 , provenientes de Bolivia 18.3 BM^3 , Argentina 1.3 BM^3 y Venezuela (LNG para el Noreste) 3.5 BM^3 .

Chile: Su demanda de 12.57 BM^3 , sería cubierta con importaciones de Argentina 8.42 BM^3 y Perú (pudiese ser alternativamente de Bolivia) 4.1 BM^3 .

Colombia: Si no encuentra más reservas de las actualmente conocidas, su demanda de 10.58 BM^3 , será cubierta con 9.7 BM^3 de producción propia e importación de 2.4 BM^3 de Venezuela.

Perú: Su demanda de 2.8 BM^3 y la exportación de 4.15 BM^3 a Chile será cubierta con una producción total de 8.21 BM^3 .

Venezuela: Su demanda interna de 30 BM^3 y una exportación total de 11.7 BM^3 que se distribuye por los siguientes destinos. LNG al Noreste brasileño 3.5 BM^3 y Estados Unidos 5.8 BM^3 , gas natural por gasoducto a Colombia 2.4 BM^3 . Para ello la producción será de 49.7 BM^3 .

Análisis por País

Argentina

Aunque la relación reserva-producción actual es de 17 años, la producción al finalizar la presente década no podrá satisfacer los requerimientos de la demanda interna y los compromisos de exportación asumidos. La decisión de explorar con mayor o menor intensidad dependerá de la magnitud del riesgo de realizar inversiones en el “upstream” argentino, que permita recuperar la inversión y obtener beneficios. Tal actividad se ve dificultada por la situación macroeconómica y por las abundantes reservas que posee Bolivia, que generan una competencia adicional para los productores argentinos.

Por el lado de la demanda, tiene un mercado interno maduro y tiene un consumo estacional con un pico significativo en invierno que supera el 40% del promedio histórico. Esto induce una alta volatilidad de precios pero es un incentivo importante para su uso alternativo a bajo costo cuando el consumo se realiza fuera de los períodos de máxima demanda. El consumo residencial abona el transporte firme, al igual que el subsector eléctrico o la interconexión con la planta Uruguayana, la cual está ubicada en Brasil, cerca de la frontera con Argentina. El gasoducto de Cruz del Sur a Montevideo también emplea esa ventaja dado que son contratos firmes, lo que permite que cierta porción del suministro sea interrumpible.²¹

²¹ Un contrato interrumpible es un tipo de contrato que “desmejora” la calidad del servicio de transporte a cambio de un descuento en la tarifa. Este tipo de contrato es el opuesto a la “entrega firme” el cual obliga al transportista a suministrar las cantidades contratadas, pero a un precio mayor. Debido a que ciertos proveedores, como por ejemplo las distribuidoras a clientes domésticos, están obligadas por ley a suministrar el producto a sus clientes, las mismas deben contratar la demanda máxima estimada. En muchos casos, sin embargo, la demanda máxima no se llega a materializar, por lo que existe capacidad ociosa en el gasoducto. La venta por contrato de esta capacidad, a riesgo del comprador de recibir o no el producto, es lo que se llama entonces el contrato interrumpible.

La Oferta

Se determinó que las reservas probadas de gas en Argentina están en 748 BM³²², a partir del primero de enero del 2000, un aumento ligeramente mayor que la cifra para 1999. La desagregación por cuenca principal es la siguiente:

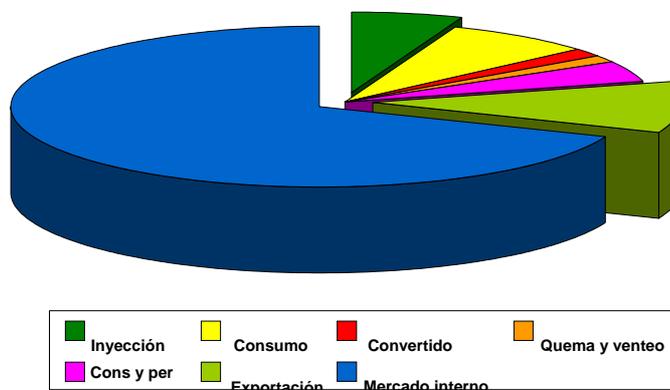
Tabla 32. Reservas de gas natural al 31/12/2001 en Argentina. MM3

Cuenca	Probada (P1)	Probable (p2)	P1+P2
Noroeste	161.747,52	64.877,04	226.624,56
Cuyana	503,80	78,40	582,2
Neuquina	377.891,5	95.303,52	473.195,02
San Jorge	47.395,38	27.668,59	75.063,97
Austral	175.998,27	117.457,96	293.456,23
Total	763.526,22	305.385,52	1.068.911,74

En 1998, se realizaron algunos descubrimientos de gas en la concesión continental de la cuenca Austral, en los bloques Santa Cruz 1 y 2. Nuevas pruebas exploratorias realizadas por Santa Fe Energy, han confirmado la extensión hacia el norte del reservorio Mulinchenco en el yacimiento Sierra Chata ubicado en la cuenca de Neuquén.

En 1999, la producción bruta de gas natural fue de 42.42 BM³, con poder calorífico correspondiente a cada fuente. La inyección a formación fue de 2.99 BM³, la producción neta de inyección de 39.43 B M³, los consumos en campo fueron 4.88 BM³, dando una producción disponible de 34.55 BM³.

Gráfico 49. Distribución de la producción en Argentina.



²² BM³ (billones de metros cúbicos) ó miles de millones de metros cúbicos.

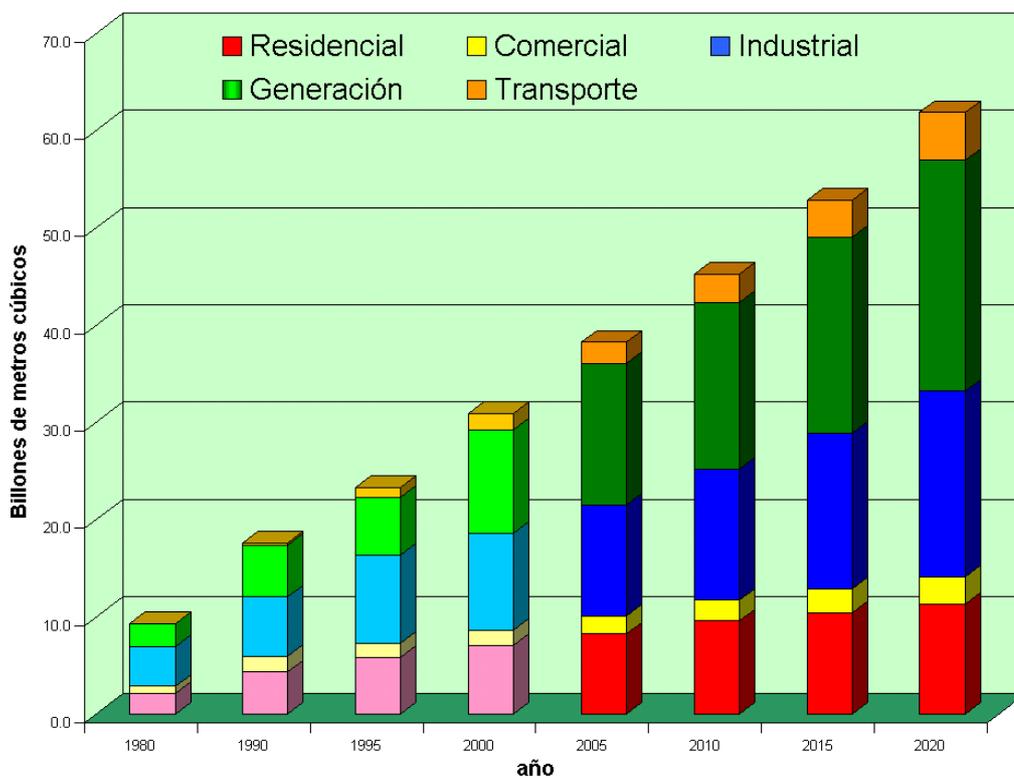
El rendimiento de la producción disponible con relación a la producción neta fue de 87.6%. Las importaciones de Bolivia fueron 0.47 BM³. La oferta total del mercado fue de 35.02 BM³, equivalente a 33.95 BM³ de gas a 9300 kcal/m³. En el transporte y distribución se consumieron 1.77 BM³, la oferta entregada al mercado interno y externo fue de 32.18 BM³. El valor superior es del 13.1% a los volúmenes comercializados en 1998. La producción bruta aumentó en 59.1% durante el período de 1993 a 1999. La producción de Neuquén y la cuenca Austral representan el 59% y 20%, respectivamente de la producción total.

Tomando en consideración los compromisos de gas para la exportación, la producción neta llegará al menos a 48 BM³ en 2001.

La Demanda

Argentina tiene un mercado interno maduro y el consumo de gas constituye el 47% de la mezcla de energía primaria. La demanda en 1980 fue de 9.28 BM³. En 1990 casi se duplicó a 17.57 BM³ y en el 2000 fue de 31 BM³, cifra cercana al doble de 1990. La tasa de incremento anual en la última década fue de 5.8%.

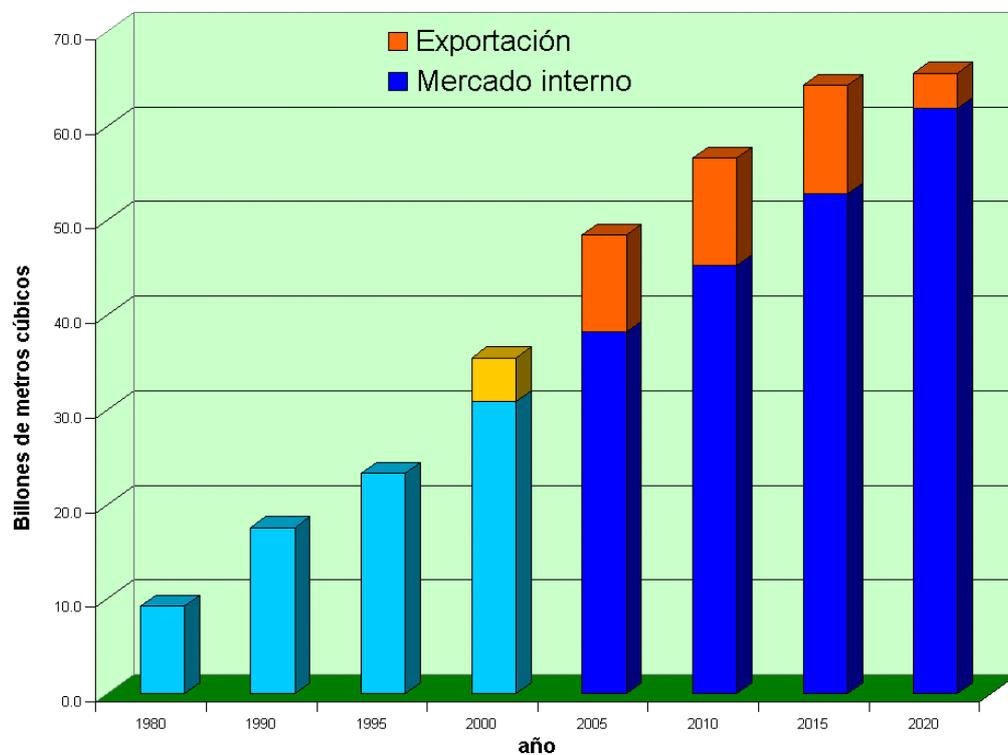
**Gráfico 50. Comportamiento del Mercado de Consumo en Argentina.
Consumo Histórico y Proyectado (Caso de Referencia)**



La relación entre el consumo interno y los compromisos adquiridos de exportación a Brasil, Chile y Uruguay, se muestran en el .

Gráfico 51.

Gráfico 51. Demanda Interna y Exportación Histórica y Proyectada en Argentina.



Los precios

El Decreto 2731 del 29/12/93. Desregulación del mercado del gas, establece lo siguiente:

- Las tarifas de gas natural se ajustan dos veces al año (mayo y octubre).
- Las variaciones de precio se transfieren al consumidor (*pass through*).
- ENARGAS es el ente que aprueba los ajustes al precio del gas.
- Los precios máximos autorizados (dependiendo del origen y del destino).

Los precios máximos autorizados (dependiendo del origen y el destino) en todo el país, pueden variar en la siguiente forma (US\$/m³):

Tabla 33. Precio máximo autorizados en Argentina.

	Verano	Invierno
Mínimo	22.32	23.45
Máximo	47.86	49.60

Por zonas geográficas, pueden variar en la siguiente forma (US\$/m³):

Tabla 34. Precio por zona en Argentina.

	Verano	Invierno
Cuyana para Malague	22.32	23.45
Sur	34.93	33.55
Resto del país	49.60	40.23

Precio por cuenca (US\$/m³) para compras en el mercado en corto plazo son:

Tabla 35. Precio por cuenca en Argentina.

	Verano 99/00	Invierno	Verano 00/01	Invierno 01	Var. 01/02
Neuquina	45.90	48.86	50.76	56.39	50.42
Noroeste	39.20	41.70	42.42	45.87	43.98
Austral	34.70	34.84	37.62	39.00	37.02

Las tarifas de transporte y distribución se ajustan en forma semestral (enero y julio), según las variaciones operadas en *el Producer Price Index, Industrial Commodities* de los EE.UU.

Las tarifas máximas de transporte vigentes (enero 2000), son las siguientes (US\$/m³):

Tabla 36. Tarifas máximas de transporte vigentes en Argentina.

Distribuidora	Subzona	Cuenca de Recepción	Tarifa de transporte	Índice Cáp. Fed.=100
Metrogas		Neuquina - Austral	22.50	100.00
Gasnea		Neuquina	21.33	94.80
Ban		Neuquina - Noroeste	18.32	81.40
Redengas		Neuquina - Noroeste	18.09	80.40
Litoral		Neuquina - Noroeste	17.57	77.80
CGP	Bs As	Neuquina - Austral	18.50	82.20
	B. Blanca	Neuquina - Austral	14.97	71.20
	La Pampa N	Neuquina - Austral	14.72	65.40
Centro		Neuquina - Noroeste	15.18	67.20
Cuyana	Cuyo	Neuquina	10.10	44.90
Gasnor	Tucumán	Noroeste	8.28	36.80
	Salta	Noroeste	3.92	17.40

Los servicios conectados a las redes de distribución son más caros que los conectados directamente a los gasoductos troncales.

Los grandes usuarios tienen un descuento de las distribuidoras por el riesgo *by pass*

Tabla 37. Descuentos en Argentina.

Usuarios con descuentos	Descuento (%)
Sin by pass	11.90
Centrales térmicas	19.20
Industrias	15.30
Con by pass	16.10
Centrales térmicas	18.20
Industrias	17.00

Las tarifas de gas para grandes usuarios (usinas e industria) son (US\$/m³):

Tabla 38. Tarifas de gas en Argentina.

Metrogas		77.1
Gas Ban		83.8
Centro		71.8
Litoral		69.7
Cuyana	Cuyo	71.5
Gasnor	Salta	56.5
	Tucumán	63.6

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

El principal obstáculo del suministro se puede presentar en un mediano plazo, si no se realiza un programa intensivo de exploración por gas, que permita incrementar las reservas actuales. La relación reserva producción actual es de 17 años, si bien parecería que el abastecimiento de gas estaría garantizado en el largo plazo, no es así, por las siguientes razones. Primero, por que la producción de esa reserva no puede ser realizada sin que antes se presente una declinación natural de los campos, por lo tanto económicamente tal reserva será producida posiblemente en los próximos 30 años y no en 17 años. Segundo, porque el crecimiento de la demanda interna en los próximos diez años habrá subido en un 50%, 31 BM³ en el año 2000, a 45 BM³ en el 2010. Las exportaciones ya comprometidas habrán subido en un 150%, de 4.6 BM³ en el año 2000 a 11.4 BM³ el año 2010.

La decisión de explorar con mayor o menor intensidad estará influida por varios factores tales como el riesgo exploratorio en cuanto a la probabilidad de éxito, la inestabilidad económica y política cuantificada por el índice del riesgo país, la situación del mercado del entorno (oferta y demanda de los países vecinos), el comportamiento de los precios de oportunidad del gas, los costos marginales en el largo plazo de producción de gas que puedan permitir la competencia con la producción de otros países productores, las economías de escala en el transporte, las tarifas de transporte internas ineficientes, las reglas de juego claras en los países consumidores y la eliminación de posiciones dominantes de empresas en los mercados de consumo.

El hecho que Bolivia posea abundantes reservas, teóricamente podría ser a futuro, una garantía para el abastecimiento de gas en el mercado argentino. Pero la necesidad que tienen las empresas productoras y el Estado boliviano de monetizar las reservas de gas, han incentivado a las autoridades bolivianas y a las empresas, a buscar mercados alternativos fuera de la región, que si se consolidan, la sostenibilidad del abastecimiento al Cono Sur no estaría garantizada.

Muy poca inversión en exploración se realizó en la década de los años 90, sumando que lo invertido no se transformó en grandes descubrimientos. Se puede afirmar que las inversiones en exploración sirvieron para mantener el nivel de reservas. La mayor inversión fue destinada al desarrollo de la producción para la monetización de las

reservas. Si bien Argentina cuenta con áreas potencialmente hidrocarburíferas, éstas son de alto riesgo para la exploración, por estar en zonas no tradicionales.

Las abundantes reservas que posee Bolivia, generan una competencia adicional para los productores argentinos, no sólo en los mercados de exportación sino también dentro del mercado doméstico.

El acotado crecimiento de la demanda del mercado doméstico, la limitación en la infraestructura de transporte y la competencia en otros mercados con el gas boliviano, dificultan el desarrollo de nuevos proyectos de producción.

Por otra parte, los precios del gas en boca de pozo como se describió más arriba son altamente competitivos y no estimulan el incremento en la producción, sobre todo teniendo en cuenta el costo marginal en el largo plazo de las nuevas reservas a producir y las barreras existentes en el desarrollo de mayor infraestructura de transporte.

Si no existe desarrollo de nuevas reservas, el suministro de gas en mediano plazo se puede ver comprometido, en particular los futuros negocios de exportación. Será necesario mejorar las economías de escala en el transporte, promover fiscalmente el desarrollo de nuevas áreas de exploración, clarificar las reglas, hacerlas más estables y eliminar las posiciones dominantes de mercado de algunos actores.

Precio por cuenca (US\$/m³)

Tabla 39. Precio por Cuenca en Argentina.

	Verano 99/00	Invierno 00	Verano 00/01	Invierno 00	Verano 01/02
Neuquina	45.90	48.86	50.76	56.39	50.42
Noroeste	39.20	41.70	42.42	45.87	43.98
Austral	34.70	34.84	37.62	39.00	37.02

Tarifas máximas de transporte vigentes (enero 2000) son las siguientes (US\$/m³)

Tabla 40. Tarifas Máximas de Transporte en Argentina.

Distribuidora	Subzona	Cuenca de Recepción	Tarifa de transporte	Índice Fed.=100	Cáp.
Metrogas		Neuquina-Austral	22.50	100.00	
Gasnea		Neuquina	21.33	94.80	
Ban		Neuquina-Noroeste	18.32	81.40	
Redengas		Neuquina-Noroeste	18.09	80.40	
Litoral		Neuquina-Noroeste	17.60	77.80	
Cgp	Bs. As	Neuquina-Austral	18.20	82.20	

*Bolivia*²³

En cuatro años las reservas de gas boliviano crecieron en 823%, las cuales se ubicaron en más 53 TCF en el año 2002. Frente a las actuales reservas de gas de Bolivia, su mercado es muy pequeño. Para aprovechar estas reservas se deberán expandirse las exportaciones, por ejemplo por medio de gas natural licuado a los mercados de México y la costa oeste de Estados Unidos. También existen proyectos para convertir gas a líquidos de altísima pureza (proyectos GTL). Por las cantidades de oferta disponible, el costo de oportunidad es muy bajo. Una política de precios diferenciados por mercado podría favorecer la monetización, es decir, la utilización de las reservas.

Los mercados de exportación a Brasil están ubicados al este, y a Argentina en el sur del territorio boliviano. La ubicación del mercado interno, ubicado en el occidente a lado opuesto al de exportación y a los campos de producción no permite integrar los gasoductos troncales de exportación con la red de gasoductos internos, de manera de aprovechar las economías de escala para disminuir los costos de transporte de gas al mercado local.²⁴ Si Argentina llega a tener dificultades con el abastecimiento de su mercado interno, Chile parece ser una opción comercial para el gas boliviano a mediano y largo plazo en el área Norte, siempre y cuando se realice el proyecto de exportación de LNG de Bolivia a los mercados del Pacífico a través de Chile.

²³ El mercado del gas natural en Bolivia, fue desarrollado utilizando la información del estudio denominado "El Sector Gas Natural en Bolivia" (Primera Parte), OLADE, Guillermo Torres Orías, Octubre, 2001.

²⁴ A la fecha de publicación de este informe, existe la posibilidad promovida por el Perú, de que el proyecto de LNG se ubique en territorio peruano, lo que permitiría utilizar parcialmente el paso del Gasoducto a La Paz y a su vez, una mayor integración del mercado boliviano.

La Oferta

Bolivia ha incrementado sustancialmente sus reservas de gas. Se determinó que las reservas probadas de gas en Bolivia están en 675 BM³ a partir del primero de enero del 2001. El crecimiento de las reservas en el cuatrienio fue de 823%. Durante el año 1999 se cuadruplicaron las reservas de 1998 y en el 2000 se duplicaron las reservas de 1999.

Tabla 41. Reservas certificadas de gas natural en Bolivia (En billones de metros cúbicos)

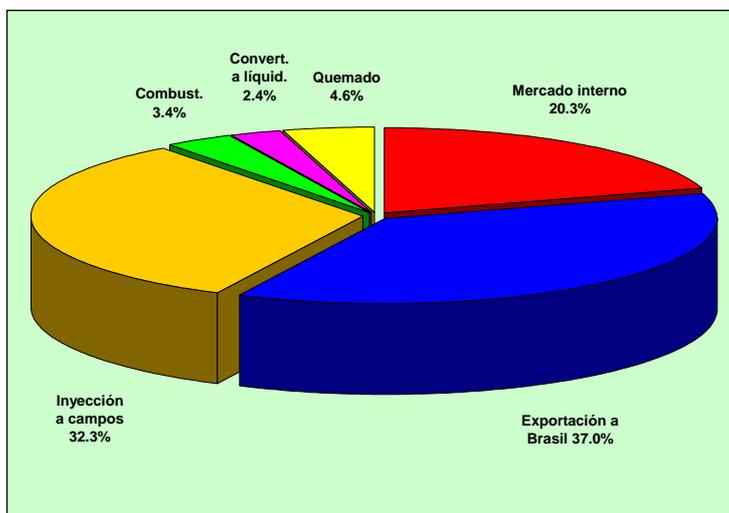
Clase de reserva	1997	1998	1999	2000	2001
Probadas (P1)	106.2	117.8	149.5	518.5	675.1
Probables (P2)	54.9	69.7	93.4	393.6	651.0
P1 + P2	161.1	187.5	243.0	912.1	1326.1
Posibles (P3)	117.0	89.8	154.9	498.7	656.4
P1 + P2 + P3	278.1	277.2	397.9	1410.7	1982.4

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

En el mes de abril del 2001, la producción total de gas natural fue de 17.3 MMm³/día, relacionada a la capacidad de recepción de Petrobras y a la demanda interna.

La producción bruta de gas natural durante el año 2000, alcanzó un promedio de 5.69 BM³, de este volumen se exportaron a Brasil 2.1 BM³, se destinaron al mercado interno (incluyendo el gas utilizado en el sistema de transporte por gasoductos) 1.16 BM³, se reinyectaron a campos de producción 1.8 BM³, se consumieron en campos de producción 0.19 BM³ y entre quemado venteado y transformado a líquidos se consumieron 0.4 BM³.

Gráfico 52. Distribución de gas natural por destino en 2000 en Bolivia.



La Demanda

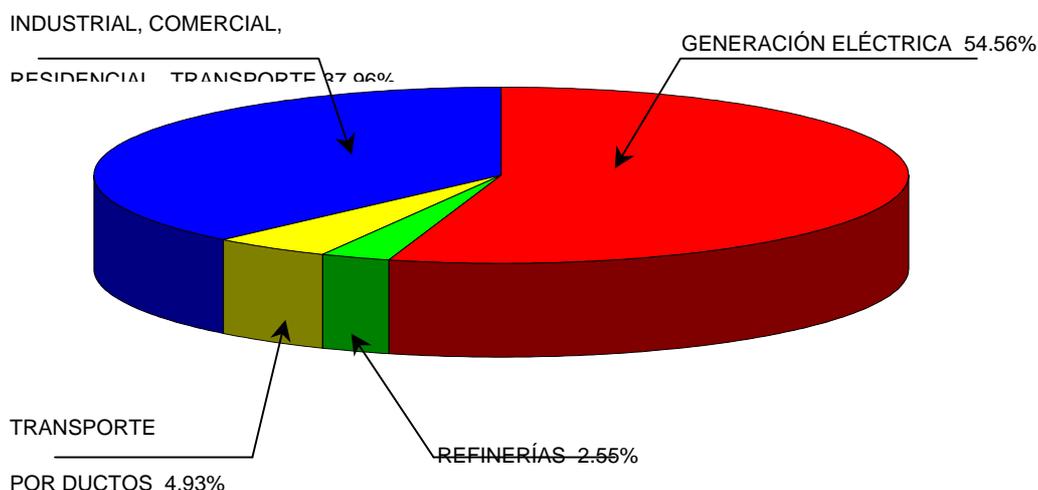
En 1974, se inició la comercialización de gas natural en el mercado interno boliviano, con el abastecimiento de gas a la planta termoeléctrica de la Empresa Nacional de Electricidad y a la fábrica de cemento, ambas ubicadas en la ciudad de Sucre. En 1981, comenzó el uso de gas natural en la ciudad de Santa Cruz, con la provisión de ese energético a los sectores de generación eléctrica e industrial. En 1984, llegó el gas a la

ciudad de Cochabamba, para el consumo en los sectores refinación de petróleo, cemento y vidrio, el mismo año llegó el gas a la ciudad de La Paz para abastecer al sector industrial (cemento, vidrio, cervecería y cerámica). En 1989, se abastece el sector industrial de Tarija (papel y cemento). En 1990, comienza el abastecimiento de gas en Oruro y Potosí, al sector minero-metalúrgico en Potosí. Adicionalmente se instala una planta de generación térmica.

Actualmente, dentro de lo que significa el tamaño del mercado boliviano, el gas llega a los sectores de consumo principalmente de generación eléctrica, con plantas de ciclo combinado en los departamentos de Santa Cruz, Cochabamba, Sucre, Potosí y La Paz; al sector industrial para el uso como combustible en los subsectores: cemento, cerámica, bebidas gaseosas y cerveza, fundición de vidrio, alimentos y refinación de petróleo; al sector minero-metalúrgico para la fundición de estaño, plomo, plata y otros metales; al sector comercial (hoteles, restaurantes, hospitales, clubes); al sector residencial y como gas natural comprimido CNG, al sector transporte.

El mercado boliviano es pequeño, la demanda en el año 2000, fue de 1.17 BM³.

Gráfico 53. Distribución porcentual de la demanda interna de gas natural, de acuerdo a los sectores de consumo año 1999 en Bolivia.



Exportación

- **Exportación de gas a la República Argentina**

La exportación de gas se inició en mayo de 1972, con un volumen de 4.2 millones de metros cúbicos por día, que en 1979 se incremento hasta 6 millones de metros cúbicos por día. El abastecimiento se realizó durante 27 años en forma ininterrumpida por el gasoducto Colpa (Santa Cruz) – Yacuiba (Tarija). En septiembre de 1999, Bolivia dejó

de exportar a la República Argentina, por ese gasoducto. Argentina, sustituyó sus importaciones con producción local.

Actualmente, Bolivia exporta pequeñas cantidades de gas natural de los campos Bermejo y Madrejones que se encuentran cerca de la frontera con Argentina. La exportación se realiza a través del gasoducto Bermejo (Tarija, Bolivia) – Ramos (Salta, Argentina) y Madrejones (Tarija, Bolivia) – Campo Durán (Salta, Argentina).

- ***Exportación de gas a la República Federativa del Brasil***

En marzo de 1974, Bolivia y Brasil firmaron un “Acuerdo de Cooperación y Complementación Industrial”, estableciendo por primera vez, la posibilidad de comercializar 240 millones de pies cúbicos de gas por día (6.8 millones de metros cúbicos por día). En veintidós años de negociación hubo varios acuerdos que no prosperaron, debido a impedimentos de orden político, económico, comercial y social. Los más importantes fueron la magnitud de las reservas y el precio.

En noviembre de 1991, el gobierno brasileño toma la iniciativa para reabrir el diálogo. Los ministros de energía de Bolivia y Brasil suscriben una carta de intenciones sobre el proceso de integración energética entre ambos países estableciendo:

- Exportación de 8 millones de metros cúbicos de gas por día, con la previsión de incrementarse hasta 16 millones de metros cúbicos diarios, en función a la evolución del mercado brasileño.
- Fijación de fechas tope para definir la ruta del gasoducto y la firma del contrato de compra venta.
- El interés de Petrobras de participar en la exploración y posterior operación de las estructuras de San Alberto y San Antonio en el departamento de Tarija, así como participar en la distribución de derivados de petróleo en el mercado interno boliviano.

En marzo de 1992, se definió la ruta del gasoducto. En agosto, se suscribió el contrato preliminar de compraventa de gas natural entre YPFB y Petrobras, que establecía las bases de la transacción: 20 años de duración, 8 millones de metros cúbicos por día el primer año, con incrementos anuales proporcionales hasta duplicar la exportación en el octavo año, gasoducto de 28 pulgadas de diámetro, precio base de US\$ 0.90 por millón de BTU y una fórmula de ajuste basada en el precio internacional de una canasta de fuel *oil*, publicada periódicamente por el *Platt's Oilgram Price Report* y cláusulas de cumplimiento “*Take or Pay*” y “*Delivery or Pay*”. Por otra parte, se establecía a Bolivia como país de libre tránsito, para el abastecimiento de gas natural a Brasil procedente de terceros países y se daban por concluidos los compromisos energéticos asumidos en el pasado. No se definió la estructura de propiedad del gasoducto.

En febrero de 1993 fue suscrito el contrato de compraventa de gas entre Petrobras y YPFB, dando un plazo de 18 meses para concretar el financiamiento del proyecto. Para lograr un respaldo económico al financiamiento del proyecto, los organismos financieros internacionales mostraron la conveniencia que YPFB y Petrobras consiguieran participación privada en el proyecto. YPFB se asoció con ENRON y

Petrobras con el grupo BTB integrado por las empresas internacionales: BHP, Tenneco y British Gas.

En agosto de 1994, se firmó un *addendum* al contrato que ampliaba la capacidad del gasoducto a 30 millones de metros cúbicos por día, cambiando el diámetro de la cañería de 28 pulgadas a 32 pulgadas y definía la estructura de propiedad del gasoducto, distribuyendo la participación accionaria en la siguiente forma. Por el lado boliviano, YPFB tendría el 51%, Nerón el 34%, Petrobras el 9% y el Grupo BTB 6%. Del lado brasilero, YPFB 12%, Enron 8%, Petrobras 55% y Grupo BTB 25%.

En agosto de 1995, las partes acordaron que Bolivia deberá suministrar gas natural para abastecer los sectores de consumo industrial, transporte, comercial y doméstico, para las regiones sur y sudeste, por lo que el gasoducto se prolongaría hasta Porto Alegre. También se acordó, que en función de las necesidades del mercado, se desarrollara en coordinación con Eletrobras la incorporación de uno o más proyectos de generación termoeléctrica para lo cual se destinarán hasta 6 millones de metros cúbicos por día de gas adicionales a los ya comprometidos. El precio base a pagar por esos volúmenes incrementales para las termoeléctricas sería de US\$ 1.20 por millón de BTU. También se estableció una nueva escala de precios base a pagar por el gas natural destinado a los sectores de consumo industrial y doméstico, que partiendo de US\$ 0.95 el millón de BTU el primer año, llegue a 1.06 el vigésimo año.

Ante la excesiva demora de conseguir el financiamiento de la obra, Petrobras ofreció financiar parte del gasoducto en territorio boliviano, pagando por anticipado el transporte del gas mediante la compra de 5 millones de metros cúbicos por día de capacidad (*Transport Capacity Option*), para que con esos recursos pudiera iniciarse la obra. El 5 de agosto de 1996, Bolivia aceptó la oferta brasileña formalmente y suscribió el convenio de liberación de aranceles para el proyecto. El 16 del mismo mes las negociaciones concluyeron con la firma de los contratos de compraventa, financiamiento y construcción "*llave en mano*" del gasoducto.

El 4 de septiembre de 1996, YPFB y Petrobras suscribieron los contratos finales de construcción del gasoducto y transporte de gas, estableciendo oficialmente que la obra deberá ser concluida en 28 meses.

La construcción del tramo boliviano del gasoducto tomó 12 meses. El gasoducto entre la planta de gas de Río Grande y Puerto Suárez (frontera con Brasil) tiene una longitud de 557 Kilómetros, diámetro nominal de 32 pulgadas y capacidad de transporte máxima de 32 millones de metros cúbicos por día. La inversión realizada fue de US\$ 435 millones.

Las características generales del gasoducto en su extensión total son:

Gráfico 54. Características Generales del Gasoducto de Bolivia.

<i>Tramo</i>	<i>Longitud</i>	<i>Diámetro</i>
	<i>Km.</i>	<i>Pulgadas</i>
Río Grande (Santa Cruz) – Puerto Suárez (Frontera boliviana)	557	32
Corumbá (frontera brasilera) – Campinas	1257	32
Campinhas – Sao Paulo	155	24
Campinhas – Porto Alegre	1100	32, 24, 20, 18, 16
Total	3069	

El primero de julio de 1999, comenzó la exportación de gas. Durante los primeros seis meses la recepción fue irregular y correspondió al periodo de prueba del gasoducto. El 2000, se consideró como el primer año del contrato de exportación. Bolivia contaba con la capacidad suficiente para exportar el volumen definido para el primer año del contrato, e igual al “*delivery or pay*” de 9.1 millones de metros cúbicos por día, sin embargo, Brasil no estuvo en condiciones de recibir la cantidad máxima establecida, por los motivos que se indican en el análisis del mercado brasileño.

El volumen mínimo, en millones de metros cúbicos por día, que debió recibir de acuerdo a la cláusula “*take or pay*”, debió ser 5.92. Solo recibió 5.72. La diferencia acumulada para el año 2000, equivale a 69.9 millones de metros cúbicos. Como se puede apreciar en el gráfico N° 11, durante el segundo semestre de 2000, Brasil recibió volúmenes superiores a los establecidos para ese año, en la cláusula “*take or pay*” del contrato.

Los precios

Los precios máximos del gas natural puesto *city gate*, para el mercado interno se encuentran reglamentados mediante el Decreto Supremo N° 24399, del 31 de octubre de 1996 y son como sigue:

Tabla 44. Precios en Bolivia

	US\$/MPC	US\$/Mm ³
Empresas distribuidoras	1.30	48.49
Usuarios independientes	1.70	63.41
Generadoras termoeléctricas	1.25	46.63

Durante el año 2001 la Superintendencia de Hidrocarburos fijará la nueva política de precios.

El precio de exportación de gas puesto a la entrada del gasoducto (Río Grande, Santa Cruz), obedece al calculo mediante una fórmula pactada en el contrato de compra / venta suscrito entre YPFB y Petrobras (ver explicación en el acápite Brasil). La variación registrada del precio de exportación a través del tiempo se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 45. Precio de Exportación

Mes	Precio Río Grande US\$/MMBTU	Tarifa Transporte US\$/MMBTU	Precio en frontera US\$/MMBTU	Precio Río Grande US\$/Mm ³	Tarifa Transporte US\$/Mm ³	Precio en frontera US\$/Mm ³
Jul-99	0.9075	0.3244	1.2319	33.85	12.1	45.95
Ago-99	0.9075	0.3244	1.2319	33.85	12.1	45.95
Sep-99	0.9075	0.3244	1.2319	33.85	12.1	45.95
Oct-99	1.1065	0.3244	1.4309	41.27	12.1	53.37
Nov-99	1.1065	0.3244	1.4309	41.27	12.1	53.37
Dic-99	1.1065	0.3244	1.4309	41.27	12.1	53.37
Ene-00 *	1.2999	0.326	1.6259	48.49	12.16	60.65
Feb-00 *	1.2999	0.326	1.6259	48.49	12.16	60.65
Mar-00 *	1.2999	0.326	1.6259	48.49	12.16	60.65
Abr-00 *	1.4878	0.326	1.8138	55.5	12.16	67.66
May-00 *	1.4878	0.326	1.8138	55.5	12.16	67.66
Jun-00 *	1.4878	0.326	1.8138	55.5	12.16	67.66
Jul-00 *	1.5771	0.326	1.9031	58.83	12.16	70.99
Ago-00 *	1.5771	0.326	1.9031	58.83	12.16	70.99
Sep-00 *	1.5771	0.326	1.9031	58.83	12.16	70.99
Oct-00 *	1.6932	0.326	2.0192	63.16	12.16	75.32
Nov-00	1.6932	0.326	2.0192	63.16	12.16	75.32
Dic-00	1.6932	0.326	2.0192	63.16	12.16	75.32
Ene-01	1.8091	0.3276	2.1367	67.48	12.22	79.7
Feb-01	1.8091	0.3276	2.1367	67.48	12.22	79.7
Mar-01	1.8091	0.3276	2.1367	67.48	12.22	79.7
Abr-01	1.6668	0.3276	1.9944	62.17	12.22	74.39

* Revisión de acuerdo a ajuste contractual de Transporte

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Frente a las actuales reservas de gas de Bolivia, su mercado es muy pequeño, ubicado en el centro oeste del país. Los mercados de exportación están ubicados al este (Brasil) y sur (Argentina) del territorio boliviano. La ubicación del mercado interno con relación al de exportación y a los campos de producción no permite integrar los gasoductos troncales de exportación con la red de gasoductos internos, de manera de aprovechar las economías a escala, para disminuir los costos de transporte de gas al mercado local.

Si Argentina llega a tener dificultades con el abastecimiento de su mercado interno, Chile, parece ser una opción comercial para el gas boliviano en mediano y largo plazo, siempre y cuando se realice el proyecto de exportación de LNG de Bolivia a los mercados del Pacífico. Desde luego, el gas boliviano no podría competir en precio con el gas de la cuenca de Neuquén, lo que haría factible en una primera etapa, la continuación de las exportaciones desde Neuquén a Santiago y Concepción y que los déficit del mercado argentino sean cubiertos con gas que entraría de Bolivia, siempre que las expansiones de capacidad del gasoducto del norte no sean ineficientes y generen altos costos de transporte

Con la eventualidad que los productores bolivianos acuerden la exportación hacia el hemisferio norte vía el Océano Pacífico, tanto Chile como Perú podrían ser opciones de paso para los gasoductos que llegaran a la costa para el embarque del LNG.

En todo caso, la expansión de la producción gasífera de Bolivia deberá basarse en las exportaciones. Por las cantidades de oferta disponible, el costo de oportunidad es muy bajo, pero en la medida que disminuya la oferta y crezca la demanda en la región, los precios se incrementarán. Una política de precios diferenciados por mercado podría favorecer la monetización.

Brasil

Los éxitos alcanzados por Petrobras en los últimos años, por medio del incremento de las reservas de gas y los niveles de producción especialmente de la cuenca de Campos, han permitido disminuir la dependencia de las importaciones y tener un control del precio de la mezcla de gas de producción nacional e importado que afecta el desarrollo del mercado competitivo. Petrobras expresa que no existirá un importante incremento de la producción nacional debido a la importación. Aún en el caso de que el crecimiento económico sea alto (hasta un 7% anual sostenido) los acuerdos firmados entre Bolivia y Brasil y las reservas de Petrobras junto con la de otros actores alcanzarían para abastecer toda la demanda que pudiera surgir, por lo menos en un horizonte de 20 años. Esta industria descansa fundamentalmente en la producción eléctrica que es sumamente volátil. Además, existe una infraestructura pobre de distribución cuya adecuación es muy costosa.

La participación del gas natural en la matriz de energía primaria de Brasil es muy pequeña, igual al 2.7%. El gobierno ha establecido una meta para el año 2005 del 10% y al año 2010 del 12%. El mercado gasífero brasileño es muy reciente y como tal tiene un

desarrollo aún muy precario. Petrobras, como la mayor compañía de hidrocarburos del país, define en gran medida el desarrollo del mercado interno.

La Oferta

Al primero de enero del 2000, las reservas probadas de gas en Brasil están en 225.97 BM³, las cuales pertenecen a Petrobras. Las reservas de gas han crecido substancialmente en los últimos años. La desagregación por cuenca principal es la siguiente:

Tabla 46. Reservas de gas natural al 1/1/2000 en Brasil (en BM³)

Cuenca	Probada (P1)		
	Asociada	Libre	Total
Sur + Sudeste	95.2	13.3	108.5
Noreste	30.0	27.5	57.5
Amazonas	33.8	26.1	59.9
TOTAL	159.0	66.9	225.9
Porcentaje	70.4	29.6	100.00

Fuente: Petrobras

En diciembre de 1999, la producción bruta de gas natural fue de 35.9 MMm³/día. La producción de Brasil en 1999, alcanzó los 11.9 BM³, con un crecimiento de 10.1% con relación a 1998. De los 11.9 BM³, se usaron en campo, inyectaron al yacimiento, convirtieron a líquidos, se quemaron y ventearon 7.0 BM³ y se vendieron 5.3 BM³, incluido el gas importado de Bolivia (4 BM³).

El abastecimiento de gas, con producción propia y mediante fuentes externas de origen argentino, boliviano y venezolano se presenta en el

Gráfico 56. El destino de la producción interna de gas natural, se presenta en el Gráfico 57. Como se puede observar, aproximadamente un veinte por ciento es dispuesto en los campos de producción para el consumo propio, la conversión a líquidos, la quema y venteo, así, como una pequeña porción se usa para la inyección a los yacimientos.

La Demanda

La participación del gas natural en la matriz de energía primaria es igual al 2.7%. Petrobras ha establecido una meta del 12% para el año 2010. Las ventas en 1999 crecieron en un 10.7% en relación a 1998. La región del sudeste consumió el 58.2% (Río de Janeiro, Sao Paulo, Santa Catarina y Río Grande do Sul) y Sao Paulo consumió el 25% de las ventas nacionales. Las ventas en el sector transporte se incrementaron en un 71% entre 1998 y 1999.

En Brasil la actividad de comercialización de gas natural de origen nacional no necesita la autorización de la Agencia Nacional del Petróleo, pudiendo ser ejercida por cualquier agente.

Gráfico 56. Abastecimiento de Gas al Mercado Interno Producción Nacional e Importación por Fuentes

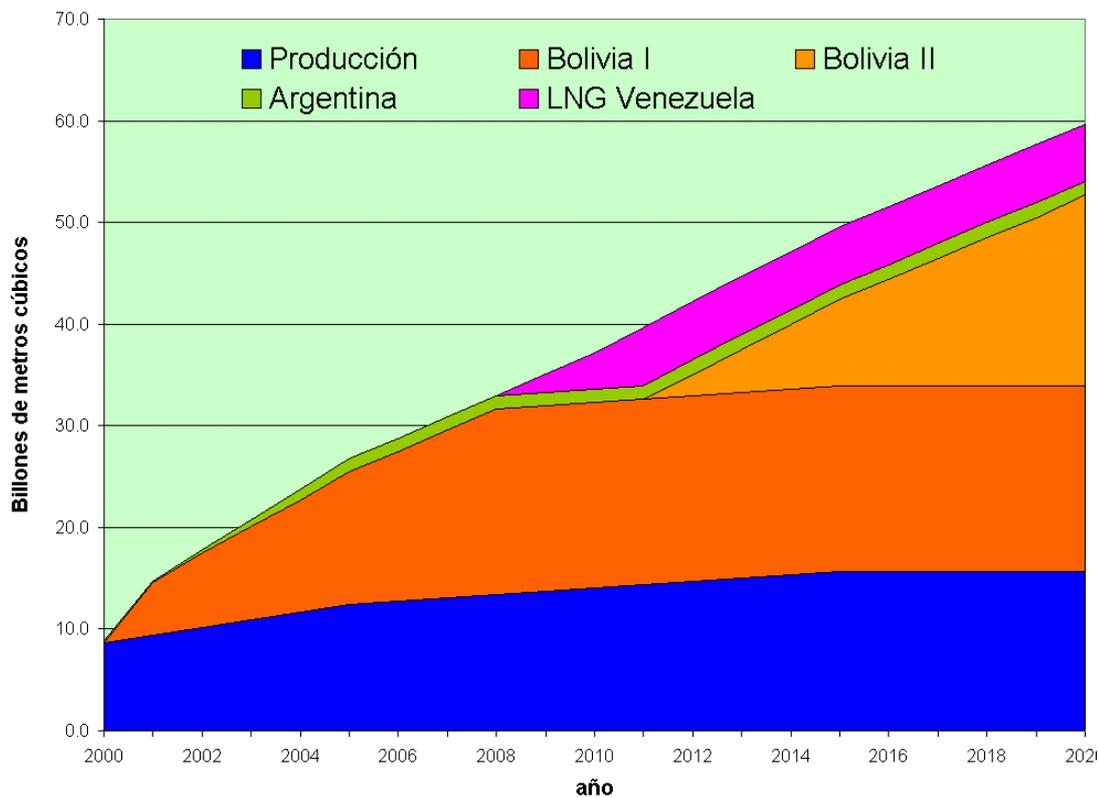
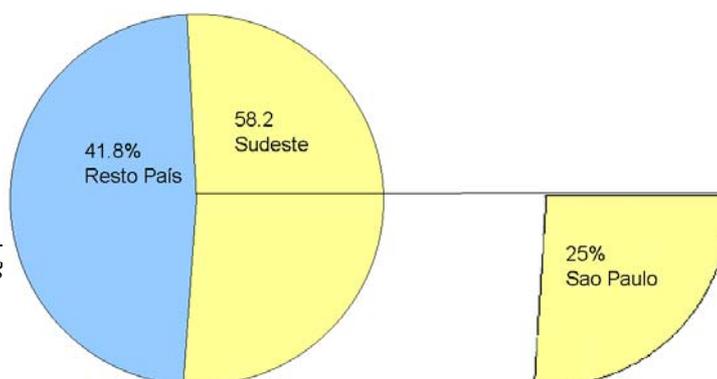
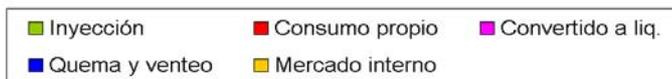
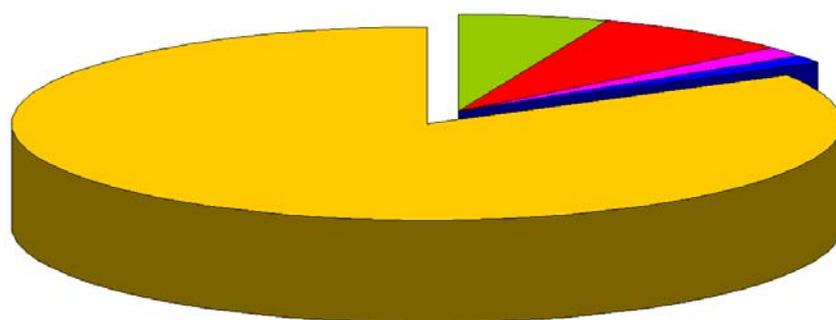


Gráfico 57. Distribución de la Producción de Gas



Las importaciones

El gas natural importado puede ser comercializado en territorio brasileño, mediante autorización de importación emitida por la Agencia Nacional del Petróleo y de acuerdo a los términos y condiciones que establece el reglamento.

Actualmente hay dos vías de importación de gas natural operando en el país. La primera con el mayor volumen mediante el gasoducto Bolivia-Brasil para abastecer los mercados de los estados por los que pasa (Mato Grosso do Sul, Sao Paulo, Paraná, Santa Catarina y Río Grande do Sul). El segundo es el gasoducto Uruguaiense, que parte de la provincia de Entre Ríos (Argentina) y llega a la ciudad de Uruguaiense en Brasil, con una prolongación hasta Porto Alegre. El gasoducto está dividido en tres tramos, el primero desde la frontera con Argentina hasta Uruguaiense, actualmente en operación, lleva 2.1 MMm³/día de gas para la planta termoeléctrica y el tercer tramo entre Canoas y Triunfo, actualmente en operación, lleva el gas de Bolivia. El segundo tramo será construido entre Uruguaiense y Porto Alegre, con una capacidad de 12 MMm³/día. Un tercer gasoducto en proyecto es el de la Cruz del Sur, con una extensión de 505 km, 24 pulgadas de diámetro y capacidad de 12 MMm³/día. Estos gasoductos están destinados a atender las necesidades de los sectores de consumo petroquímico, termoeléctrico e industrial del estado de Río Grande do Sul.

Los precios

La resolución No.24 (junio 1994), establecía el límite máximo igual al 75 % del precio del fuel oil 1A, en la base primaria de la distribución, considerando la equivalencia térmica de ambos productos. En tal situación los precios de los combustibles no estaban relacionados con los precios internacionales. A partir de 1999, se realiza la flexibilización de los precios de los combustibles, lo que produce inestabilidad en los precios máximos del gas natural.

Para corregir la volatilidad presentada se saca una nueva reglamentación MF/MME No. 03, del 17 de febrero del 2000. Sus objetivos fundamentales son:

- Separar el precio máximo en los puntos de entrega en dos partes, una referente a la remuneración del producto y otra asociada a la remuneración por el servicio de transporte.
- Introducir progresivamente la distancia en el cálculo de los precios máximos de venta en los puntos de entrega.
- Mantener la estructura tarifaria actual. La tarifa dentro de los estados es del tipo estampilla.²⁵

²⁵ El término tarifa estampilla proviene del servicio postal, donde el costo de enviar una carta es fijo, sin importar la distancia. Aquí se refiere a que el costo por transporte es igual para cada uno de los puntos de entrega dentro de un mismo estado.

La tarifa unitaria de transporte para gasoductos nacionales de alta presión es 0.0611 US\$/m³/1000 Km.

El precio del gas importado desde Bolivia en *city gate*,²⁶ esta compuesto por el producto y la tarifa de transporte. La tarifa de transporte es estampilla, no varía con la distancia. El precio a la entrada del gasoducto (*commodity*) se modifica de acuerdo a la variación del precio internacional de una canasta de fuel oil.

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

El mercado gasífero brasileño es muy reciente y tiene un desarrollo aún muy precario. Petrobras, como la mayor compañía de hidrocarburos del país, mantiene un estilo y una forma de promover el avance de sus negocios que ha marcado el desenvolvimiento del mercado interno de Brasil. Todo esto ha hecho que el gas se haya convertido en la fuente energética de las futuras demandas y en cierta medida en un sustituto alternativo de los actuales consumos. De esta forma, la demanda crecerá acorde con las necesidades de los nuevos consumos y la velocidad que se dé en la sustitución en los sectores generación, industrial, comercial y residencial.

Los éxitos alcanzados por Petrobras en los últimos años en el incremento de las reservas de gas y los niveles de producción, especialmente en la cuenca de Campos, ha permitido disminuir la dependencia de las importaciones y tener un control del precio de la mezcla de gas, de producción nacional e importado.

A futuro la provisión de este energético no será un problema, ya que además de las reservas de gas que tiene Brasil, cuenta con contratos de compraventa en el largo plazo y nuevos proyectos de importación del gas boliviano. Uno de los principales operadores en el área de la producción de gas en Bolivia es Petrobras. Aún en el caso que el crecimiento económico sea alto (hasta un 7% anual sostenido –semejante valor nos parece ahora altamente improbable–), los acuerdos firmados entre Bolivia y Brasil y las reservas de Petrobras junto con la de otros actores, alcanzarían para abastecer toda la demanda que pudiera surgir, por lo menos en un horizonte de 20 años.

Las reformas del sector hidrocarburos de Brasil, avanzaron con la creación del ente regulador Agencia Nacional del Petróleo (ANP) y con la privatización de los derechos de distribución en los principales centros de consumo. Sin embargo, Petrobras mantiene una posición dominante en el mercado integrado y el desarrollo del mercado seguirá el comportamiento que Petrobras quiera o sepa darle por encima de las posiciones que adopta el gobierno, a menos que la petrolera estatal pierda poder, situación que se vislumbra improbable.

Chile

²⁶ El término *city gate* se refiere a la frontera entre la actividad de transporte y la actividad de distribución. Este término es especialmente relevante donde las actividades de transporte está separada de la distribución, pero esto no es el caso de Brasil.

Tiene escasas reservas de gas que están en declive, localizadas en la cuenca de Magallanes, inaccesibles a los principales mercados de consumo de Santiago, Concepción y Valparaíso. Esta situación no muestra una perspectiva de desarrollo de la producción de gas local.

El consumo de gas en Chile representa el 11% de la mezcla de energía primaria, incluyendo las energías renovables. Es un componente muy pequeño en la mezcla energética, pero que presenta un crecimiento acelerado en todas las zonas de consumo. Los consumos para el año 2000 corresponden a las importaciones y es igual a 4 BM³. Los principales mercados, el norte y el área central de Chile, dependen de los suministros de gas de Argentina. La ubicación del principal mercado de consumo, i.e., Santiago y Concepción, y de sus fuentes de aprovisionamiento, i.e. la cuenca de Neuquén, hace que las transacciones sean muy eficientes y beneficiosas para las partes. A pesar de que el mercado del gas está en expansión acelerada, la falta de infraestructura en las áreas de distribución y una competencia intensa con otros energéticos, tales como el GLP, refinados de petróleo y carbón, pueden demorar el crecimiento de este mercado. Además existen dos áreas separadas lo que no permite mejorar el despacho entre la zona Norte y Sur.

La Oferta

Se determinó que las reservas probadas de gas natural en Magallanes están en 38.9 BM³, a partir del primero de enero del 2001. De esa reserva, 26.8 BM³ se encuentran asociadas y 12.1 BM³ corresponde al gas libre. Las reservas posibles son 10.2 BM³. El gas de Magallanes alimenta en la XII^a Región, la planta METANEX, para la producción de metanol destinado a la exportación y al sector residencial de la zona.

Los requerimientos para la II^a Región (Mejillones, Tocopilla y Coloso), Región Metropolitana (Santiago), V^a Región (Zona costera, Valparaíso, Viña del Mar) y VIII^a (Concepción), son abastecidas con gas natural importado de Argentina.

En el 2000, se importaron de Argentina para la II^a Región (Norte) por los gasoductos Atacama y Norandino 0.53 y 0.21 BM³, respectivamente para la Va. Región (Santiago) por el gasoducto Gasandes 1.99 BM³, para la VIII Región (Concepción) por el gasoducto Pacífico 0.11 BM³ y para la XII^a Región (Austral) por el gasoducto Dungeness 1.59 BM³.

La Demanda

El consumo de gas en Chile representa el 11% de la mezcla de energía primaria (incluyendo las energías renovables). Es un componente muy pequeño en la mezcla energética, que muestra un crecimiento acelerado en todos los sectores de consumo.

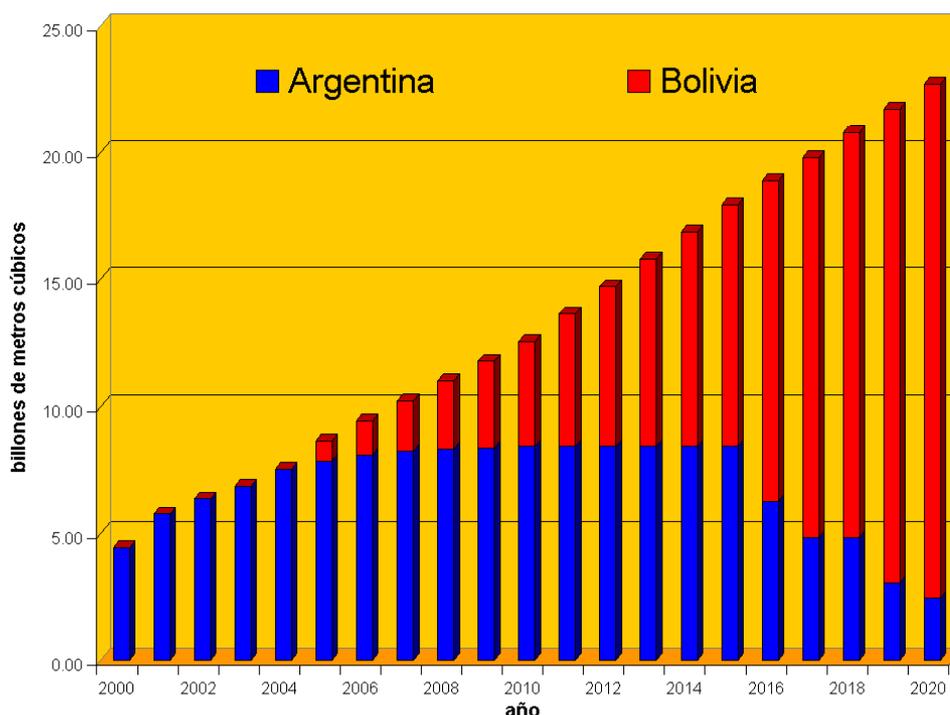
Los consumos para el 2000, corresponden a las importaciones que se presentan en el punto anterior de la oferta.

El consumo en la II^a región (norte) ha crecido desde 1999 al 2000 en 252%. El crecimiento ha sido moderado en las regiones Va. y VIII^a. 6.3%. En la XII^a región, el

crecimiento en los últimos cuatro años ha sido acelerado, desde 1997 a 1998, fue 33.6%, de 1998 a 1999, fue 55.5% y desde 1999 a 2000, fue 42%.

La proyección de la demanda de gas a escala nacional, se presenta en el Gráfico N° 3.10, en este se muestra la proyección del abastecimiento con gas importado de Argentina y posibles importaciones de LNG de Bolivia.

**Gráfico 59. Proyección de la Demanda Interna en Chile
Importación de Argentina y Bolivia**



Los precios

Los precios de gas por red son libremente determinados por la empresa que presta el servicio y sólo debe cumplir que las tarifas de transporte o distribución, sean ofrecidas en forma no discriminatoria y pública. Sólo el gas distribuidos en la XII región, está sujeto a fijación tarifaria por parte del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. La Comisión Nacional de Energía analiza continuamente el mercado con el fin de detectar posibles anomalías.

La estructura del precio del gas natural para 2000, en US\$/Mm³ es:

Tabla 47. Estructura del Precio del gas natural en Chile

	Norte	Centro		Sur	Austral
Precio en boca de pozo	53.54	53.54	53.54	45.90	35.28
Flete Transp. por gasoductos	46.30	37.41	37.41	44.00	6.00
Precio city gate	99.84	90.95	90.95	89.90	41.28
Margen de distribución:					
Residencial		288.38			
Industrial			29.19		
Impuestos:					
Aranceles		2.27	2.27		
IVA		68.69	68.69		1.73
Precio al consumidor		450.29	191.10		84.29

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Los principales mercados (norte y centro) de Chile dependen de los suministros de gas de Argentina. La ubicación del principal mercado de consumo (Santiago y Concepción) y de sus fuentes de aprovisionamiento (Neuquén), hace que las transacciones sean muy eficientes y beneficiosas para las partes. El mercado del gas en Chile está en expansión acelerada y si no se dan mayores descubrimientos en la zona, se pone en riesgo la sostenibilidad del abastecimiento en el mercado chileno.

El mercado Chileno depende fuertemente del gas argentino. Hoy en día, existe una infraestructura de importación más que suficiente para la demanda que hay y la que pueda surgir en el mediano plazo, sin embargo de existir restricciones en la oferta de gas, tales instalaciones difícilmente serían utilizadas.

En contraposición, Chile tiene escasas reservas de gas que están en declinación, localizadas en la cuenca austral, inaccesibles a los principales mercados de consumo de Santiago, Concepción y Valparaíso. Ésta situación, no muestra una perspectiva de desarrollo de la producción de gas local. Sin embargo, la íntima asociación comercial con la Argentina ha transformado sus mercados en el equivalente de mercados domésticos del país trasandino.

A pesar que el mercado del gas está en expansión acelerada, la falta de infraestructura en las áreas de distribución y una competencia intensa con otros energéticos, pueden demorar el crecimiento de este mercado. Pero, aunque el crecimiento sea igual o mayor al esperado, las reservas de la región (Argentina + Bolivia) serán suficientes para abastecer este mercado, por lo menos en el mediano plazo.

Tabla 48 Producción anual de Gas en Chile. (miles de m3)

1999	2000	2001
2.957.300	2.702.026	2.683.741

Fuente: www.ine.cl

Colombia

Colombia tiene reservas de gas natural que alcanzarían para satisfacer las necesidades del mercado interno del corto plazo pero el decrecimiento de la actividad exploratoria durante los últimos años lleva a la pérdida de autosuficiencia. La caída en la exploración es consecuencia de la regulación del precio en boca de pozo, el cual no responde a las tasas de retorno exigidas por los inversionistas en la industria y al riesgo que implica operar en Colombia. Los precios fijados por el regulador son bajos, desincentivando la extracción del gas y fomentando su reinyección para sacar el petróleo. Aproximadamente, el 50% de los volúmenes remanentes de gas tienen viabilidad concreta de comercialización (una buena parte de las reservas de Cusiana y Cupiagua compensando la declinación de los campos ubicados en la costa norte). El resto de las reservas probadas no tienen aún mercados concretos para monetizarse y además la posibilidad de su explotación depende de la valorización que adquieran en los mercados. Para cubrir completamente los requerimientos de la próxima década, Colombia seguramente podrá incorporar nuevas reservas o de lo contrario deberá conseguir los volúmenes faltantes de Venezuela.

El sector de consumo más importante para el gas es el termoeléctrico, que en 1999 fue el 36.3% de la demanda total de gas. Su consumo es volátil por la alta participación hidroeléctrica.

La Oferta

Las reservas probadas de gas en Colombia están en 187.94 BM³ a partir del primero de enero del 2000

La desagregación por cuenca principal es la siguiente:

Tabla 49. Reservas de gas natural en Colombia al 1/1/2000 BM³

Cuenca	Probada (P1)		
	Desarrollada	No desarrollada	Total
Centro Oriente	1.98	0	1.98
Pie de Monte	5.15	95.94	101.09
Casanare	0.51	0.23	0.74
Interior	2.55	0.54	3.09
Costa	58.73	22.31	81.04
Total país	68.92	119.02	187.94

Fuente: Vicepresidencia de Exploración y Producción, ECOPETROL

El 59% de las reservas están en manos de ECOPETROL, seguida por TEXAS 19%, otras empresas que tienen participación en las reservas son: BP, Total y Triton.

La producción permite atender la demanda del país, tanto en la costa como en el interior y la de consumo interno como combustible en los diferentes campos de producción.

La mayor parte de la producción de gas natural, proviene de yacimientos de gas libre ubicados en la costa norte y en menor proporción en yacimientos de gas asociado, aun cuando ya existen yacimientos de gas/ condensado, en los cuales casi todo el gas que se produce en la actualidad, es reinyectado. Se estima que en la primera década del 2000, se inicie la utilización masiva del gas natural, procedente de estos últimos tipos de yacimientos que se encuentran localizados en el Pie de Monte Llanero.

En 1998, la producción comercializada en Colombia llegó a 7 BM³, reflejando un aumento de 16,7% con respecto a 1997. Los campos gasíferos ubicados en la costa Atlántica suministran aproximadamente 75% de la producción nacional. La nueva infraestructura de distribución esta instalada de acuerdo con el aumento de producción.

Para acelerar el programa de producción de petróleo del campo Cusiana, el operador BP ha empezado un programa de reinyección. Al final de 1998, aproximadamente 1,5 millones m³/día de gas fueron reinyectados en el campo de Cusiana/Cupiagua, llegando a 2,5 millones m³/día en 1999. Se observa que BP ha renunciado al 50% de su participación en el bloque Piedemonte, lo que incluye los campos de Cusiana y Cupiagua en el noreste del país.

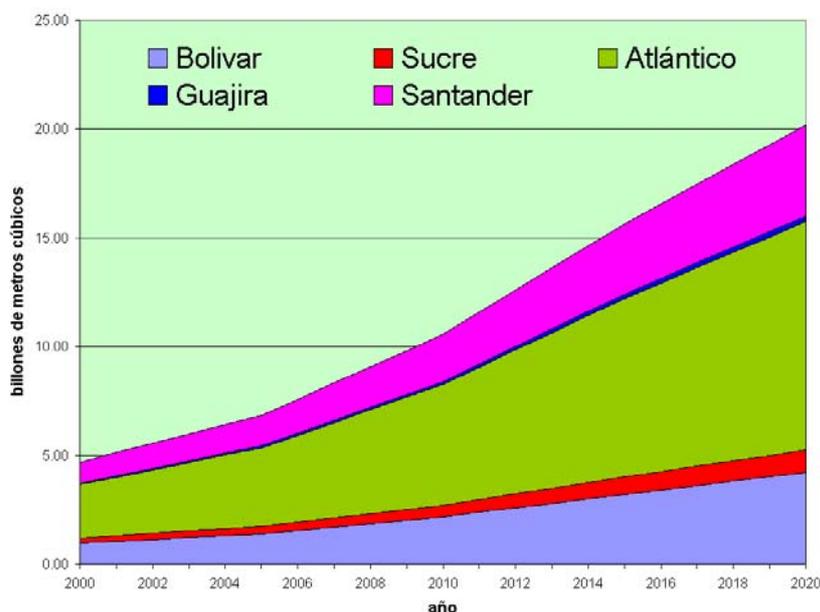
Se espera que BP inicie el desarrollo de los campos Pauto y Florena, que tienen reservas evaluadas en 120 millones de barriles de petróleo y 140 BM³ de gas. Sin embargo, la producción del campo de Opón se ha reducido considerablemente debido a problemas técnicos. La producción entera es entregada a Ecopetrol y la planta eléctrica de 200 MW (50% Ecopetrol/50% Amoco) no recibe gas.

La Demanda

El consumo de gas en el sector termoeléctrico es irregular, lo que hace que el sistema de transporte y producción de gas sea ineficiente y costoso, sobre todo para aquellas plantas alejadas de los centros de producción de gas, que por lo irregular del consumo, obligan a mantener una capacidad ociosa que inciden en el costo fijo de transporte y producción de gas. En 1999, el consumo de gas en plantas termoeléctricas fue el 36.3% de la demanda total de gas.

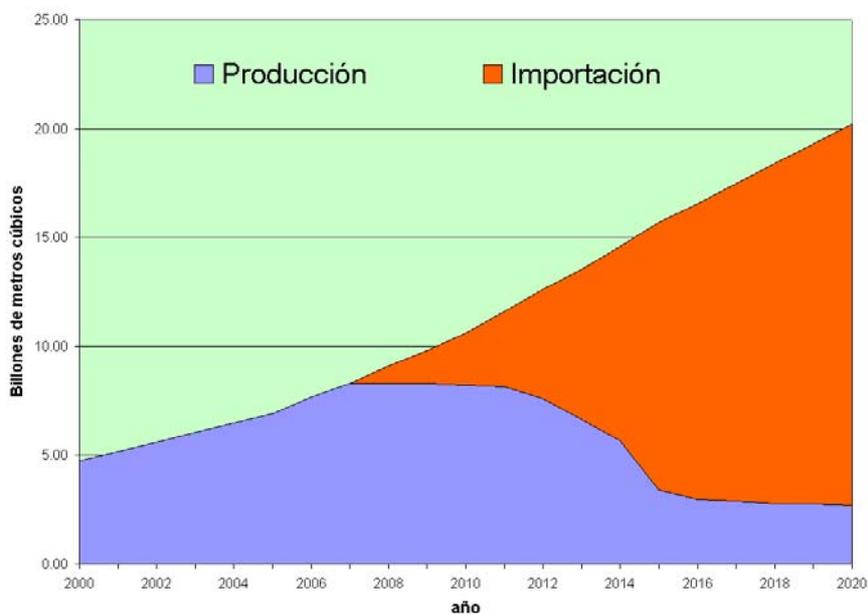
La proyección de la demanda por regiones, se presenta en el Gráfico 60.

Gráfico 60. Proyección de la Demanda Interna por Regiones en Colombia.



Si Colombia no incrementa sus reservas de gas, existe la posibilidad que su creciente consumo interno sea abastecido con importaciones desde Venezuela. Esta posibilidad se presenta en el caso de referencia, que corresponde a la simulación del caso en referencia.

Gráfico 61. Abastecimiento de la Demanda Interna Colombiana.
Producción Doméstica e Importación desde Venezuela



Los sectores residencial, industrial y transporte con GNC tienen un crecimiento sostenido. El sector petroquímico en los últimos tres años ha disminuido el consumo de gas natural. En 1999, el consumo en el sector industrial representó el 24.1% del consumo total, ECOPEPETROL tuvo un consumo interno similar al sector industrial 24.3%.

Tabla 50. Consumos históricos por áreas de gas natural en Colombia. 1995-1999

10⁶PCD

INTERIOR DEL PAIS

Año	RESIDEN	INDUSTRIA	PETROQUIM	GNC	ECOPET. HIDROCARB.	TERMOELEC	Total
1995	15.41	13.48	2.45	0.21	55.94	11.2	99
1996	17.84	15.32	2.46	0.25	96.41	4.8	137
1997	24	14.81	2.68	0.22	104.43	45.8	192
1998	32.99	16.17	2.46	0.36	103.98	64.6	221
1999	44.27	24.05	1.93	0.6	109.5	8.4	189

COSTA ATLANTICA

Año	RESIDEN	INDUSTRIA	PETROQUIM	GNC	ECOPET. HIDROCARB.	TERMoeLEC	Total
1995	18.6	95.7	9.1	4.7	12.2	192.1	332
1996	21	92.8	13.9	5.4	12.9	175.5	322
1997	24.4	90.1	12.9	5.7	12.9	240.8	387
1998	26.7	93.8	9.3	5.7	11.8	239.3	386
1999	26.7	88.9	7.4	5.7	13.5	175.7	318

TOTAL PAIS

Año	RESIDEN	INDUSTRIA	PETROQUIM	GNC	ECOPET. HIDROCARB.	TERMoeLEC	Total
1995	34	109	12	4.9	68	203	431
1996	39	108	16	5.6	109	180	459
1997	48	105	16	5.9	117	287	579
1998	60	110	12	6	116	304	607
1999	71	113	9	6.3	123	184	507

Los precios

Los precio del gas en boca de pozo en Colombia se encuentra indexado a precios promedios semestrales del fuel oil/ FOB Cartagena, diferenciándose en asociado, no asociado y por cuencas. A partir de agosto del 2005, el precio del gas será libre.

Precios del gas natural en boca de pozo entre enero y junio de 2000:

Tabla 51. Precios del gas a boca de pozo en Colombia.

	US\$/MMBTU	US\$/Mm ³
Tierra firme	1.35	50.28
Costa afuera	1.49	55.58
La Guajira	1.21	45.02
Colocado en troncal	1.25	46.63

La estructura de las tarifas del transporte de gas natural, fue concebida para que reflejara costos del servicio y así, permitir a los nuevos proyectos termoeléctricos optimizar sus costos. Para la red interna se estableció un sistema de cargos máximos por entrada y salida como sigue:

Tabla 52. Sistema de Cargos máximos en Colombia.

Nodo de entrada	Cargo por capacidad US\$/MPC-año	Cargo por uso US\$/MPC
Barranca	-96	-0.0390
Cusiana	-95	-0.0550
Villavicencio	61	0.0790
Neiva	179	0.1340
Sebastopol	-36	-0.0150
Medellín	145	0.0590
Bucaramanga	47	0.0190
Vasconia	0	0.0000
Mariquita	42	0.0220
Chinchina	86	0.0450
Cali	160	0.0850
La Belleza	-38	-0.0230
Bogotá	141	0.0500

En base a lo anterior se tienen los siguientes precios en *city gate*:

Tabla 53. Precios en City Gate (Colombia)

City Gate	Campo (US\$/MPC)			Campo (US\$/Mm ³)		
	Opón	Cusiana	Ballenas	Opón	Cusiana	Ballenas
Cali	2.035	1.8580	2.481	71.87	65.62	87.62
Bogotá	1.948	1.7710	2.394	68.79	62.54	84.54
Medellín	1.968	1.7910	2.414	69.50	63.25	85.25
Vasconia	1.511	1.335	1.958	53.36	47.15	69.15
Sebastopol	1.398	1.221	1.844	49.37	43.12	65.12
Bucaramanga	1.659	1.482	2.105	58.59	52.34	74.34

El mercado esta compuesto por dos tipos de usuarios, regulados y no regulados. Los no regulados son los que tienen una demanda máxima, superior a 500 MPCD, que para el 2002 disminuirá a 100 MPCD, para el 2003 a 50 MPCD y para el 2006 a 30 MPCD.

Estos usuarios pueden negociar libremente los precios de suministro con un productor, pagando los respectivos cargos por transporte y distribución.

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Colombia tiene reservas de gas natural que alcanzarían para satisfacer las necesidades del mercado interno en corto plazo, pero el decrecimiento de la actividad exploratoria durante los últimos años, lleva a la pérdida de la autosuficiencia a la que el país estaba acostumbrado.

La caída en la exploración es consecuencia de la regulación del precio en boca de pozo, el cual no responde a las tasas de retorno exigidas por los inversionistas en la industria y al riesgo que implica operar en Colombia. Los precios fijados por el regulador son muy bajos, comparados con los precios internacionales, desincentivando la extracción del gas y fomentando su reinyección para sacar el petróleo.

Si bien las reservas sirven para satisfacer las necesidades en corto plazo, existe un riesgo menor, que ante un fuerte Fenómeno del Niño de magnitud considerable, el gas disponible y la capacidad de transporte lleguen a ser insuficientes para operar las térmicas existentes.

Aproximadamente el 50% de los volúmenes remanentes de gas tienen viabilidad concreta de comercialización (una buena parte de las reservas de Cusiana y Cupiagua), compensando la declinación de los campos ubicados en la costa Norte.

El resto de las reservas probadas no tienen aún mercados concretos para monetizarse y además, la posibilidad de su explotación depende de la valorización que adquieran en los mercados. Es importante tener en cuenta que Colombia es un país que en términos gasíferos está dividido en dos partes, la zona costera (la Costa Atlántica) con reservas en Ballena, Chuchupa, Riohacha y Guepaje con un intenso consumo de gas y la zona del interior, donde Cusiana, Cupiagua, Floreña, Pauto, Volcanera, Río Ceibas, La Salina y Opón, cuentan con una importante cantidad de gas, pero el mercado está todavía muy poco desarrollado, aunque cuenta con una amplia infraestructura de transporte y distribución. La distribución está empezando a desarrollarse.

Para cubrir completamente los requerimientos de la próxima década, Colombia, seguramente podrá incorporar nuevas reservas o de lo contrario conseguir los volúmenes faltantes de Venezuela.

El sector de consumo más importante para el gas es el termoeléctrico, teniendo en cuenta que la estructura del abastecimiento eléctrico colombiano está basado principalmente en la generación hidráulica, el mercado del gas para la generación termoeléctrica es extremadamente volátil y no permite contar con incrementos garantizados y flexibles del suministro del gas natural, sin incurrir en ineficiencias enormes por el lado de la producción y del transporte de gas. Las reservas probadas de gas en Colombia están en 4,3 TCF (0.12TCM) a finales del año 2001.

Ecuador

A pesar de que el petróleo es un importante dinamizador de la economía nacional, las reservas actuales de gas natural y su capacidad productiva son muy pequeñas. En caso de intentar un aumento de la producción, el sector debería enfrentar el problema de la falta de una infraestructura adecuada que requeriría grandes inversiones de capital, y las dificultadas por los problemas económicos y financieros que ha sufrido la economía en los últimos años. Siendo exportador de petróleo, el costo de oportunidad medido por el valor alterno de exportación de los combustibles fuel oil y Búnker puede ser una restricción para la introducción del gas natural en el mercado ecuatoriano.

La Oferta

El único campo de gas libre conocido es el campo La Amistad, frente a la costa de Guayaquil, con una reserva probable de 7.8 BM³. Este campo tiene cuatro pozos offshore en los que aún no se han realizado las pruebas de producción. La empresa EDC Ecuador Ltd., subsidiaria de la empresa norteamericana *Samedan Oil Corporation*, tiene a su cargo el desarrollo y la explotación del campo. Está en construcción la planta termoeléctrica de Machala, con una capacidad nominal de 200 MW y el gasoducto submarino desde la plataforma de producción hasta la costa, tendrá una longitud de 65.83 km y desde la costa hasta la planta termoeléctrica existe una distancia de 5.24 km.

Los campos de producción de petróleo en el oriente ecuatoriano, tienen una producción de gas asociado que parcialmente es utilizado para la extracción de licuables del gas (GLP). Recientemente, las comunidades indígenas de la zona han conseguido la adjudicación para el aprovechamiento de los gases producidos en los campos de petróleo del oriente.

No hay antecedentes de oferta de gas natural al mercado ecuatoriano.

La Demanda

El mercado de consumo de energía en el Ecuador, está principalmente atendido por electricidad y productos refinados del petróleo de producción local, mediante las refinerías Esmeraldas, La libertad y Shushufindi y con importaciones de productos intermedios y finales como el diesel y GLP.

Siendo el Ecuador un país exportador de petróleo, no hay un incentivo a la sustitución de los combustibles de origen local por gas natural importado. La motivación para el cambio está relacionada con los problemas de contaminación local, especialmente en las ciudades de Quito y Guayaquil.

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

A pesar que el petróleo es un importante motor de la economía nacional (las exportaciones resultan una importante fuente de ingresos para el tesoro nacional), las reservas actuales de gas natural y su capacidad productiva son muy pequeñas.

Además, en caso de intentar un aumento de la producción, el sector debería enfrentar el problema de la falta de una infraestructura adecuada, que requeriría grandes inversiones de capital dificultadas por los problemas económicos y financieros que ha sufrido la economía en los últimos años.

Como en la mayoría de los países de la región, el mercado potencial más importante es el termoeléctrico, pero tomando en cuenta que el abastecimiento ecuatoriano está basado principalmente en la generación hidráulica, ese mercado potencial podría resultar muy volátil y sin garantías, lo que conduce a ineficiencias por el lado del abastecimiento, especialmente porque la mayoría de la producción de gas está asociado a la explotación de petróleo, que hoy es quemado.

Por otra parte, siendo Ecuador un país exportador de petróleo, el costo de oportunidad (paridad exportación) de los combustibles fuel oil y Bunker, puede ser una limitante para la introducción del gas natural en el mercado ecuatoriano.

El principal incentivo para el cambio es de orden ambiental, para ello, requerirá un marco legal que incentive el uso de combustibles menos contaminantes. No existe una regulación específica para limitar la contaminación a favor del mercado de gas.

Paraguay

Realizó actividades de exploración en el pasado sin éxito y no tiene reservas de gas natural. El mercado potencial para el gas es hoy muy reducido y está casi restringido a la generación eléctrica pero aún así los volúmenes demandados serían reducidos y difícilmente justifiquen la construcción de un gasoducto de importación, sea de Bolivia o Argentina. Los estudios realizados justifican un gasoducto desde Bolivia vía Brasil que es la traza recomendable por razones ambientales. Para su desarrollo, sin embargo, es necesario reducir los riesgos del negocio en ese país.

La Oferta

La cercanía a las zonas productoras de hidrocarburos del Chaco boliviano fue un incentivo para la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos en el Paraguay, sin ningún éxito hasta la fecha.

Existen proyectos de importación de gas desde Argentina y Bolivia para generación eléctrica, destinada al consumo interno y liberar la producción de electricidad de Itaipú para aumentar las exportaciones a Brasil, dentro de los convenios suscritos.

La Demanda

El mercado paraguayo de la energía es muy pequeño y principalmente (73%) está abastecido por electricidad proveniente de los proyectos binacionales Itaipú y Yaciretá, por lo que las posibilidades de la penetración del gas natural son muy estrechas.

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

El mercado potencial para el gas es hoy muy reducido y está casi restringido a la generación eléctrica, pero aún así, los volúmenes demandados serían reducidos y difícilmente justifiquen la construcción de un gasoducto de importación, sea de Bolivia o Argentina.

Además, en la actualidad, Paraguay tiene excedentes de producción de energía eléctrica de las dos plantas hidroeléctricas binacionales Itaipú y Yaciretá.

Perú

La explotación de Camisea involucra cuantiosas inversiones en el desarrollo del campo y en la construcción del gasoducto para llevarlo a los principales centros de consumo, dadas las restricciones ambientales, las características geológicas del campo y las distancias a los centros de consumo. Los costos del gasoducto son muy sensibles a las economías de escala y el mercado de Lima no es suficientemente grande, por lo que es necesario desarrollar mercados que permitan transportar volúmenes de gas que proporcionen tarifas de transporte razonables. Para ello el Perú está viendo la posibilidad de poner una planta de LNG con miras a la exportación a los mercados de la costa del Pacífico de Norte América y otra de GTL (Gas to Liquid) para producir diesel oil de alta calidad. Por otra parte, la existencia y explotación de gas en Perú no se limita a Camisea. Existen pequeñas reservas de gas natural tanto en la zona norte como en el área de Aguaytía que está en explotación para uso local.

Por el lado de la demanda, el uso del gas natural como combustible es muy bajo y se encuentra localizado en el norte y en la selva central del país. El mercado de Lima no sería suficiente para justificar desde un punto de vista económico la explotación del campo Camisea, por lo que se están analizando mercados para la comercialización de LNG en la costa del Pacífico y la instalación de una planta de GTL²⁷. Una planta de licuefacción necesita 14 MMm³/día, el resto que puede producir Camisea es para alimentar una planta generadora de aproximadamente 2000 MW que supera los requerimientos de Perú para los próximos 10 años.

La Oferta

Las reservas probadas de gas en Perú están en 198.19 BM³, a partir del primero de enero del 2000, un aumento ligeramente mayor que la cifra para 1999. La desagregación por cuenca principal es la siguiente:

²⁷ GTL (Gas to Liquid) para la producción de diesel oil y gasolinas de alta calidad y con muy bajos contenidos de azufre.

Tabla 54. Reservas de gas natural en Perú al 1/1/2000

BM³

Cuenca	Probada (P1)	Probable (P2)	P1+P2
Talara	6.43	6.25	12.68
Marañón	0.00	0.16	0.16
Aguaytía	8.55	2.30	10.85
Camisea	183.21	178.39	361.60
Otras cuencas	0.00	0.86	0.86
Total	198.19	187.96	386.15

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Secretaría Técnica.

El desarrollo del gas natural en el Perú está completamente vinculado al desarrollo del campo de petróleo y gas de Camisea, descubierto en 1986 en el distrito de Cuzco, cuyas reservas están estimadas en 361.60 BM³ de gas y 600 millones de barriles de condensados. Las reservas de Camisea son las más grandes del Perú, donde se estiman existen 11 TCF de gas natural y 600 millones de barriles de líquidos asociados al gas natural. Su entrada, prevista para la primera parte de 2004, incrementará la producción de hidrocarburos del Perú en un 45%. Para transportar estos hidrocarburos se están construyendo dos gasoductos, uno para transportar gas natural de 714 km de longitud y una capacidad de 285 millones de pies cúbicos por día. El poliducto para transportar los líquidos de gas natural (propano, butano y condensados), tiene una capacidad de 50.000 barriles por día y tiene una longitud de 540 km. También se está construyendo una planta de fraccionamiento de líquidos. La inversión total asciende a 1.400 MM US\$, de los cuales 500 millones corresponden al desarrollo del campo, 800 millones al transporte y 100 millones a la distribución.

El desarrollo del campo de Camisea debería contribuir ampliamente a resolver los problemas energéticos del país, aportando ingresos de aproximadamente US\$ 6 mil millones y reemplazando las importaciones del petróleo. Las reservas totales en el Perú (probadas más las probables) suman ahora 386.15 BM³, incluyendo 198.19 BM³ de reservas probadas.

En mayo de 1996, el Gobierno de Perú suscribió un contrato con Shell (como operador) y Mobil para el desarrollo del campo, con una inversión de US\$ 2.7 a 2.8 mil millones.

En julio de 1998, Shell y Mobil abandonaron el proyecto y en 1999, el gobierno lanzó una nueva licitación para ofertas. A principios del 2000, un nuevo consorcio integrado por Pluspetrol de Argentina, Hunt Oil de los Estados Unidos y la Corporación SK de Corea, ganó la concesión upstream. Posteriormente fue elegido el consorcio para el downstream, también con la participación de Pluspetrol. Una vez firmados los contratos, las empresas tienen 44 meses antes de empezar a entregar gas en Lima.

El consorcio tiene que perforar cuatro pozos en los primeros 44 meses como parte del trabajo upstream. De hecho, el consorcio planifica perforar siete pozos desde seis sitios

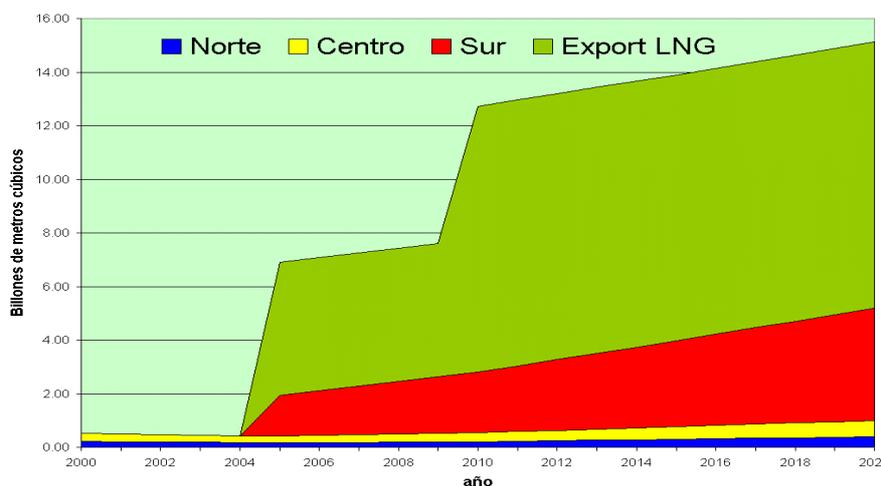
en las dos estructuras principales y gastar US\$ 400 millones en el bloque durante ese período. Durante una primera fase de producción, se planifica producir 400 MMPCD de gas, de los cuales, se reinyectarán 200 MMPCD. También se ha programado producir 30,000 B/día de líquidos, la mitad de los cuales serán condensados junto al saldo GLP.

La Demanda

Durante 1998, el consumo de gas natural para la generación eléctrica en el noroeste (Talara) fue de 0.29 BM³ y en la selva (Aguaytía) fue 0.12 BM³.

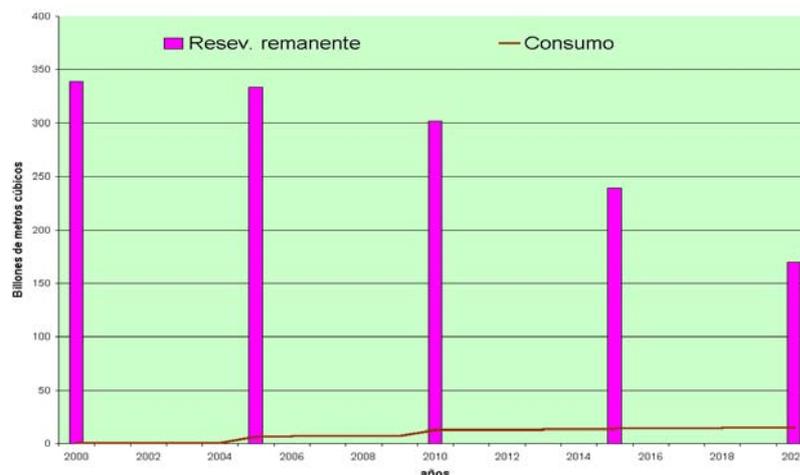
El crecimiento de la demanda con la incorporación del campo Camisea, se muestra en el Gráfico N° 3.13. A partir del 2005 comienza el consumo en Lima y las exportaciones de LNG, posiblemente a la costa oeste de los EEUU.

Gráfico 62. Demanda Interna y Exportación a Mercados del Pacífico (Perú)



Como puede apreciarse en el Gráfico 62, el consumo interno que incorpora la demanda de Lima y la exportación de 3 millones de toneladas anuales de LNG a partir del 2005, con una duplicación de las exportaciones a partir del 2010, habrán ocasionado el consumo de aproximadamente el 50% de la reserva total de gas.

Gráfico 63. Comportamiento de la Producción y Reserva de Gas en Perú.



Un desafío principal para el proyecto Camisea podría ser el bajo nivel de demanda interna de gas, por ese motivo se está analizando la posibilidad de poner una planta de licuefacción cerca de la costa, para exportar excedentes de gas en forma de GNL a los mercados del Pacífico y una planta de GTL (*Gas to liquid*) para la producción de diesel de alta calidad ecológica, producto refinado que actualmente importa el Perú.

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Si bien en la actualidad el uso del gas natural como combustible en Perú es muy bajo, la explotación de Camisea, involucrará cuantiosas inversiones en su desarrollo y en la construcción del gasoducto.

Teniendo en cuenta que los costos de operación del gasoducto estarán afectados por economías de escala, es necesario consolidar mercados que permitan transportar volúmenes de gas que proporcionen tarifas de transporte razonables.

El mercado de Lima no es suficiente, por lo que se están analizando mercados para la comercialización de LNG en la costa del Pacífico y la instalación de una planta de GTL²⁸.

Por otra parte, la existencia y explotación de gas en Perú no se limita tan solo al avance del proyecto Camisea. Existen, tanto en la zona norte como en el área de Aguaytía, reservas cuya explotación comercial podría verse potenciada.

La superación de Perú a las recientes dificultades económicas, puede ser un elemento importante en la captación de capitales para el desarrollo de la infraestructura requerida.

²⁸ GTL (*Gas to Liquid*) para la producción de diesel oil de alta calidad.

Por el momento, el mercado es solamente potencial, siendo las generadoras eléctricas y los grandes consumidores industriales los potenciales clientes. Las mayores posibilidades de desarrollo de las mismas están en la Costa Central.

Sin embargo, incentivar la demanda de gas sólo se justificaría en la medida en que se desarrollen grandes proyectos de inversión, que puedan viabilizar a su vez la ejecución de nuevos proyectos energéticos.

En este caso, más que en ninguno, el valor del gas y el del proyecto está intrínsecamente ligado con la accesibilidad al mercado.

Uruguay

La Oferta

Uruguay no está dotado de reservas de gas natural. La importación de gas desde Argentina empezó en 1998, por medio de un pequeño gasoducto, el gasoducto del Litoral (16 km, 10 pulgadas de diámetro y capacidad de 25 MM PCD). El gasoducto Cruz del Sur, que sale de Punta Lara llega a territorio Uruguayo en Colonia y de allí continua a Montevideo (208 km, 24 y 18 pulgadas de diámetro y capacidad de 176 MM PCD), se encuentra en construcción para proveer gas a Montevideo.

La Demanda

El consumo de gas en Uruguay representa una pequeña porción de la mezcla de energía primaria (incluyendo las energías renovables). El consumo correspondiente al año 1999 fue de 0.023 BM³. El suministro depende de la disponibilidad de gas natural en Argentina. A largo plazo, Bolivia mediante contratos “*swap*” podría ser, un suministrador de gas.²⁹

²⁹ Contratos “*swap*” son contratos financieros que permiten “cambiar” ciertos términos de un contrato. Existen contratos para “cambiar” el lugar de entrega del *commodity*. Este tipo de contrato es el llamado *basis*, el cual puede ser positivo (que agrega un monto o *basis premium* al costo del contrato original) o negativo (que resta del costo del contrato original). Otro tipo de contrato es el que cambia de precio *spot* a un precio fijo. Este tipo de contratos agrega profundidad y liquidez a los mercados y generalmente ayudan a transferir el riesgo de mercado a los agentes mejor preparados para asumirlos.

Los precios

La estructura del precio de venta al consumidor final en Paysandú, para el 2000, fue:

Tabla 55. Estructura del precio de venta en Uruguay.

	Invierno	Verano	Invierno	Verano
	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/Mm ³	US\$/Mm ³
Precio en boca de pozo	1.38	1.27	51.48	47.37
tarifa de transporte			5.49	
Precio <i>city gate</i>			84.22	
Precio al consumidor final			306.00	

Venezuela

Tiene las mayores reservas de la región y las octavas mayores del mundo, estimada en 147 TCF, lo que representa el 2.7% de las reservas globales. En el corto plazo, sin embargo, tiene dificultades en aumentar la producción porque el 88% de ésta se encuentra asociada a la producción de petróleo. En el año 2001 se inició el proceso para el desarrollo de los 18 TCF estimados de gas no asociado, el 12% de las reservas venezolanas, por medio del otorgamiento a empresas privadas de 6 campos en tierra firme de los 11 licitados. Su producción sería destinada al abastecimiento del mercado local. Se estima que las reservas en estos campos es superior a los 9 TCF y se espera que en el año 2003 se inyecte gas al sistema de uno de los campos licitados, el de Yucal-Placer. La producción, que representa el 1.2% de la producción mundial, se orienta principalmente a usos de la industria petrolera donde se consume cerca de las tres cuartas partes, en gran medida en la recuperación mejorada de petróleo. Solo el 5.8% de la producción disponible del año 2001 se destinó al consumo doméstico e industrial liviano. El remanente se consumió en generación eléctrica, siderúrgica, petroquímica y producción de cemento.

La existencia de dos sistemas de transporte, no interconectados entre sí ha generado dos mercados bien diferenciados, y cuyos precios están gobernados por distintas variables. A pesar de existir una demanda potencial importante, es imprescindible realizar mayores inversiones en infraestructura doméstica, de manera de incrementar la capacidad y la longitud de la actual red de gasoductos y las redes de distribución domiciliaria. Con respecto a determinación de los precios del gas en los llamados centros de despacho se fijan regionalmente por medio de un mecanismo administrativo que intenta simular el comportamiento del mercado a través del cálculo del valor del combustible para la aplicación específica a la cual sirve (por ejemplo, reinyección para aumentar la producción de petróleo) tomando en consideración los costos marginales de largo plazo de producción, transporte y distribución y posicionándose con relación al balance de oferta-demanda a largo plazo. En la actualidad los precios son fijados por el gobierno, dentro de un período considerado de transición.

La Oferta

Las reservas probadas de gas en Venezuela están en 4,134.22 BM³, al primero de enero de 1999, pero el 91% de este volumen es gas asociado. Las reservas totales, incluyendo reservas probables y posibles, suman 5,266 BM³, y las reservas totales de gas no asociado incluyen 396 BM³ probados y 198 BM³ probables. Venezuela tiene el más importante volumen de reservas en la región, considerando que las reservas no descubiertas en el continente podrían aportar de 170 a 566 BM³ adicionales y las reservas no descubiertas costa afuera, podrían aportar entre 1,130 a 1,700 BM³ adicionales. Una evaluación actual de las reservas potenciales es alrededor de 1,800 BM³.

Tabla 56. Reservas de gas natural en Venezuela al 1/1/2000

BM³

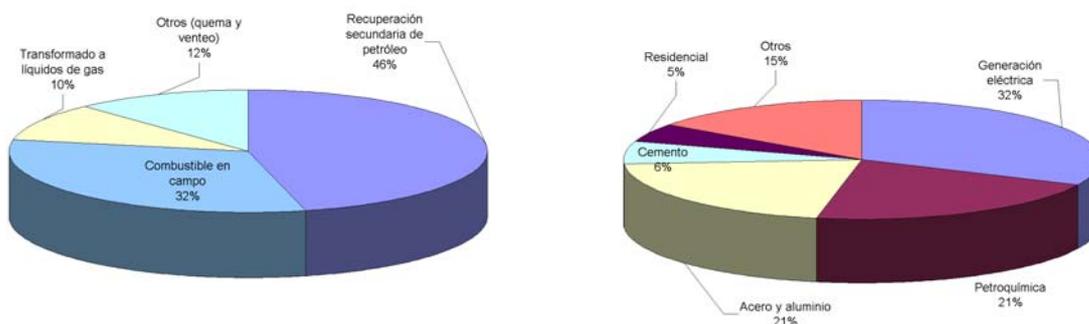
Cuenca	Probada (P1)	Probable (P2)	P1+P2
Asociadas	3,766	906	4,672
No asociadas	396	198	594
Total	4,162	1,104	5,266

Fuente: PDVSA GAS

En 1999, el 70% de la producción de gas fue utilizada por PDVSA (43.44 BM³), distribuidos en los usos que se muestran en el Gráfico 64.

El 30%, 18.62 BM³ llegaron al mercado interno con la distribución por sectores de consumo que se presenta en el Gráfico 64. Es de resaltar, que el uso industrial supera al sector de generación eléctrica en la estructura del consumo.

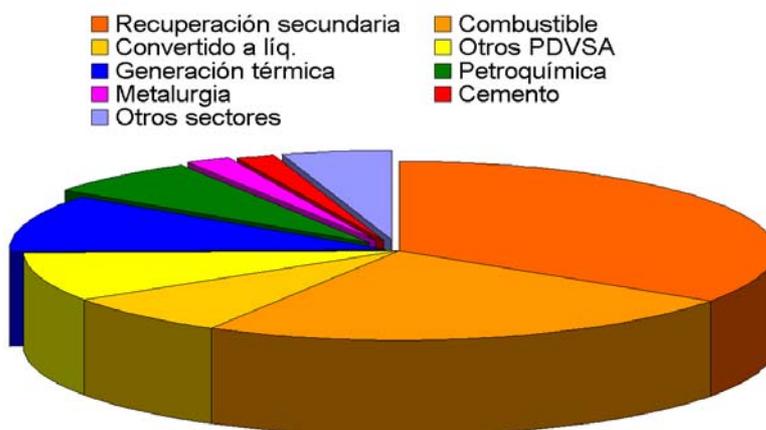
Gráfico 64. Distribución del consumo de gas en PDVSA y Estructura de la demanda interna por sectores



La recuperación mejorada del petróleo consume el 32.2% de la producción de gas natural.

La proporción entre los volúmenes de gas usados por PDVSA y los demandados por los otros sectores de consumo pueden apreciarse en el Gráfico N° 3.16.

Gráfico 65. Distribución de la producción de gas entre los sectores de consumo venezolanos.



PDVSA pretende aumentar las reservas por licitación de por lo menos diez campos gasíferos en cuatro regiones principales. Se estima que el sector de gas requerirá hasta US\$ 11 mil millones de inversiones en la próxima década, de los cuales se anticipa que US\$ 8.8 mil millones provendrán del sector y financiamiento privados y el resto de PDVSA.

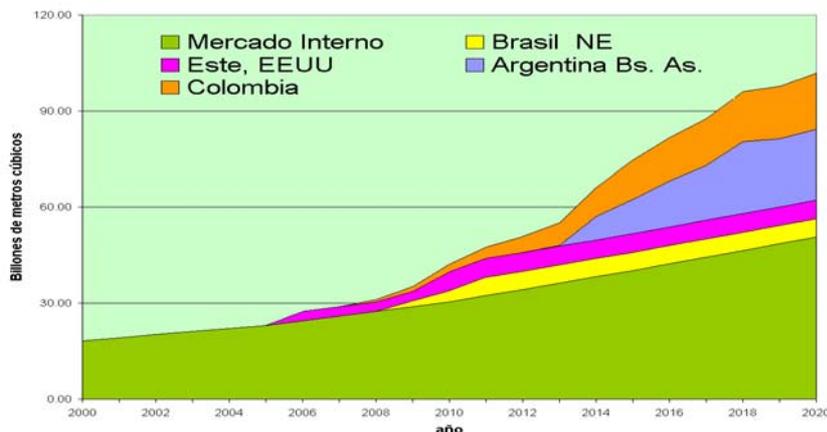
La Demanda

Se está elaborando una estrategia para desarrollar un mercado interno para el gas (industrial y residencial), que muestra una tendencia de crecimiento de aproximadamente 3,5% por año. Los proyectos en el sector downstream incluyen las plantas de procesamiento de gas, terminales de exportación de GNL, proyectos de gasoductos internos y una planta de gas a líquidos.

Venezuela se volverá un exportador de gas natural y llegará a 1 mil millón de pies cúbicos por día en 2009 mientras que duplicará su producción de líquidos de gas a 370.000 barriles/día. Un consorcio liderado por PDVSA, y cuya conformación final aún no ha sido definida, está formulando un proyecto para construir una planta de GNL en el Golfo de Paria, el Proyecto Gran Mariscal de Sucre, con una capacidad de 5.2 BM³/año con gas costa afuera proveniente de las reservas de la Plataforma Deltana y del Norte de Paria. Este proyecto antecede al llamado Cristóbal Colón pero a menor escala.

El proyecto requerirá de una inversión de US\$ 4.6 mil millones. Clientes potenciales serían los Estados Unidos, Brasil y Francia.

Gráfico 66. Demanda Interna y Exportación de Gas desde Venezuela.



Considerando todos esos proyectos tanto en el mercado interno como el de exportación, la producción de gas podría sumar 60 BM³ en el 2020, en comparación con 28 en 1998.

Proyectos importantes también están planificados para la infraestructura interna en el sector downstream:

- Aumento de la capacidad de red de transmisión de 2 BM³/año a 3.2 BM³/año en 2006 (completamente entregada al sector privado).
- Ampliación de la red de distribución hacia el noroeste para suministrar a las ciudades de Valencia, Maracay, Barquisimeto y Maturín.
- Construcción de las nuevas plantas de procesamiento de gas. En 1998 se suscribió un acuerdo con Accroven (consorcio encabezado por Enron), para construir sobre el complejo de San José (Estado de Anzoátegui) dos unidades de tratamiento con una capacidad de 8 BM³ (US\$ 450 millones). El proyecto se culminó en Junio de 2001.

Los precios

El precio del gas metano lo fijará el Ministerio de Energía y Minas (MEM) en los centros de despacho, mediante resoluciones. El precio del gas al consumidor final, estará compuesto por el precio del gas al ingreso al sistema de gasoductos, más la tarifa de transporte, más la tarifa de distribución. Los productores y comercializadores podrán solicitar al MEM aprobación de convenios de precios de gas metano en los centros de despacho, acordados previamente con los consumidores, que sean distintos a los establecidos en las resoluciones de precios.

Se aplicará una tarifa máxima para el transporte y la distribución, que estarán compuestos por un cargo por capacidad y otro por uso.

Los precios para el mercado interno (1999) son:

Tabla 57. Precios para el mercado interno de Venezuela.

	US\$/MMBTU	US\$/m ³
Sector eléctrico	0.64	23.87
Sector industrial	0.85	31.71
Sector doméstico	2.80	104.44

Los problemas de suministro y eficiencia sectorial.

Si bien Venezuela tiene la reserva más grande de la región, en el corto plazo tiene dificultades en aumentar la producción, porque el 91% de ésta, se encuentra asociada y debe seguir el ritmo de producción del petróleo. Por otra parte, usa gran cantidad de gas en la recuperación mejorada de petróleo, que compite en corto plazo con el uso en el mercado interno y posterga las exportaciones sea por gasoducto o licuado (LNG).

Los altos precios del petróleo y los compromisos de recortes de producción, son los que regulan la disponibilidad de gas natural (como se mencionó, mayoritariamente asociado). A pesar de contar con grandes reservas, el mercado venezolano continúa retrasando su desarrollo.

Los importantes crecimientos que se esperan en esta industria dependen y se apoyan en el desarrollo de reservas de gas libre, que estarían en manos del sector privado y serían destinadas al abastecimiento del mercado local. Sin embargo, la concesión de contratos de asociación con empresas privadas para explorar y producir gas natural continúa posponiéndose.

La existencia de dos sistemas de transporte, no interconectados entre sí ha generado dos mercados bien diferenciados, uno sobre ofertado y el otro sobre demandado, cuyas dinámicas de precios se mueven con distintos “drivers”. Además, toda la red de gasoductos se encuentra en el norte del país, que es dónde están concentradas las reservas y la demanda.

Ninguna interconexión con los países vecinos, resultará eficiente hasta que ambos sistemas de gasoductos se interconecten entre sí. Adicionalmente, será imprescindible realizar mayores inversiones en infraestructura doméstica, de manera de incrementar la capacidad y la longitud de la actual red de gasoductos y las redes de distribución domiciliaria.

Con respecto a la determinación de los precios del gas en los llamados centros de despacho, se fijan regionalmente, tomando en consideración los costos de producción, transporte y distribución y posicionándose con relación al balance de oferta-demanda en el largo plazo. En la actualidad los precios son fijado por el gobierno, dentro de un período considerado de transición, se prevé que en una segunda fase se eleven para colocarlos en su valor de oportunidad (precios meta), que reflejen los costos marginales en el largo plazo y su aceptación o no por parte de los mercados, es lo que hará, que la

industria del gas en Venezuela, se mantenga estática o crezca a los niveles que debería tener.

INTERCAMBIOS REGIONALES EXISTENTES

El primer intercambio de gas entre dos países de América Latina, se dio desde 1972 hasta 1999. Con la exportación a Argentina de 6 MMm³/día de gas natural, desde los campos de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia. El gasoducto tenía 500 kilómetros de longitud en territorio boliviano. En la localidad fronteriza de Yacuiba (Bolivia), conectaba el extremo norte del sistema de gasoductos argentino que llega a la ciudad de Buenos Aires. En 1999, cuando terminó la exportación de gas a Argentina, se cambió la dirección del flujo (de sur a norte) para llevar el gas de los campos del sur de Bolivia hasta la planta de compresión de Río Grande, punto de inicio del gasoducto Bolivia

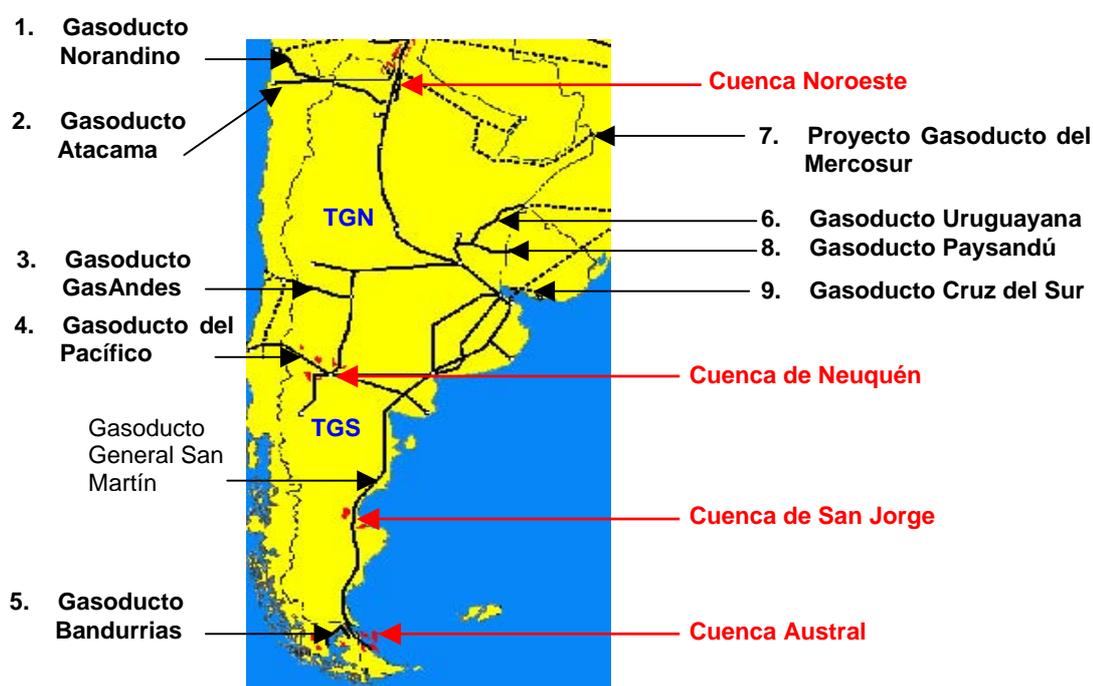


Gráfico 67 Intercambios Regionales Existentes

Brasil.

Actualmente existen intercambios de gas natural desde Argentina a Chile y Uruguay (próximamente a Brasil) y desde Bolivia a Argentina y Brasil mediante once interconexiones de gas en funcionamiento.

De Argentina a Chile

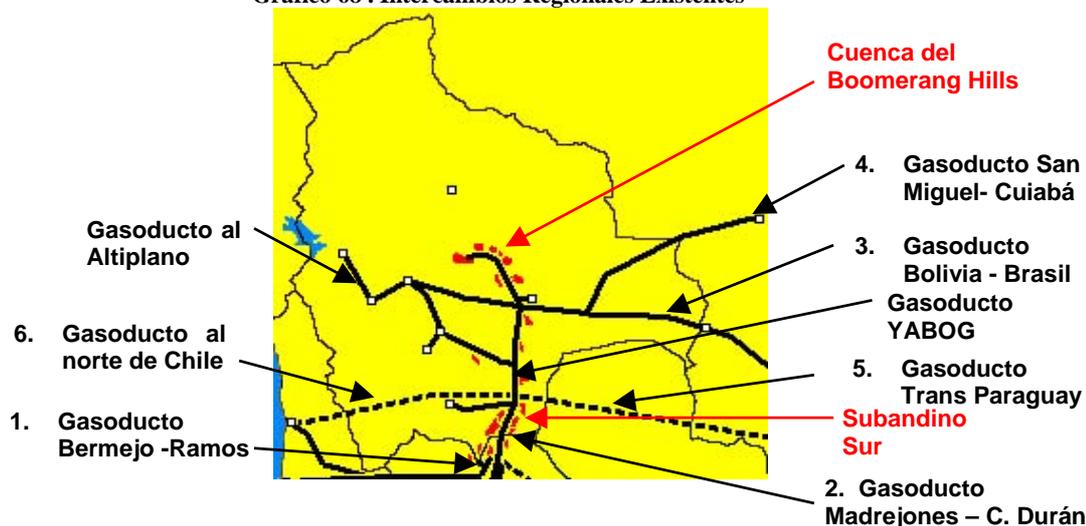
Gasoducto Bandurria. De San Sebastián (Tierra de Fuego en Argentina) a la planta de metanol Cullen (Chile), con 83 Km de longitud de 14 pulgadas de diámetro y una capacidad de 2 millones m³/día. Inició operaciones en 1996.

Gasoducto Gasandes. De La Mora a Santiago, con 463 Km, 24 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 20 millones m³/día. Se encuentra en operación desde 1997, permite llevar gas de Neuquén (Argentina) a Santiago (Chile).

Gasoducto Atacama. Suministra gas desde la provincia de Salta en Argentina a la IIa. Región, (Mejillones), norte de Chile. Con 941 km de longitud, 20 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 8.5 millones m³/día. Comenzó a operar en mayo de 1999.

Gasoducto Norandino. Suministra gas desde Pichanal (Provincia de Salta, Argentina) a Mejillones y Coloso, norte de Chile. Con 1,180 km de longitud, 20, 16 y 12 pulgadas

Gráfico 68 . Intercambios Regionales Existentes



de diámetro y capacidad máxima de 7.1 millones m³/día.

Gasoducto Gas Pacífico. Suministra gas desde la cuenca de Neuquén (Argentina) a la ciudad de Concepción (Chile). Con 638 km de longitud, 24, 20, 12 y 10 pulgadas de diámetro y una capacidad máxima de 9.7 millones m³/día.

De Argentina a Uruguay

Gasoducto Paysandú Cr. Slinger. Une Colón (Argentina) con Paysandú (Uruguay). Con 30 km de longitud, 10 pulgadas de diámetro y 60 Mm³/día. Comenzó operaciones en octubre de 1998.

De Bolivia a Argentina

Hay dos conexiones fronterizas que se encuentran en operación.

Gasoducto Bermejo – Ramos. Desde el campo boliviano de Bermejo hasta el campo Ramos en territorio Argentino. Con 5 km de longitud, 12 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 1.5 MMm³/día. Inició operaciones en 1988.

Gasoducto Madrejones – Campo Durán. Desde campo Madrejones (Bolivia) hasta la refinería de Campo Durán (Salta, Argentina), En operación desde mediados del 2001.

De Bolivia a Brasil

Gasoducto Bolivia-Brasil. Comienza en la planta de compresión del campo Río Grande (Santa, Cruz, Bolivia) y suministra gas a Sao Paulo y los estados del sur de

Brasil hasta Porto Alegre. Tiene 3,150 km de longitud, 32 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 32 millones m³/día). Empezó a operar en mayo de 1999.

Gasoducto San Miguel – Cuiaba. Une Santa Cruz, Bolivia con la ciudad de Cuiabá, Matogrosso, Brasil, para abastecer de gas a una planta termoeléctrica de 480 MW., 626 km de longitud, 18 pulgadas de diámetro y una capacidad máxima de 10 millones m³/día.

interconexiones de gasoductos en construcción

De Argentina a Brasil:

Gasoducto Uruguaiana lleva gas desde Entre Ríos (Argentina) a una planta eléctrica en Uruguaiana (Brasil). Tiene 440 km de longitud, 24 pulgadas de diámetro y capacidad de 12 millones m³/día. Está proyectado que se extienda hasta Porto Alegre, con 615 km de longitud y 20 pulgadas de diámetro.

De Argentina a Uruguay:

El **Gasoducto Cruz del Sur**. Tiene 208 km de longitud, 18 y 24 pulgadas de diámetro y capacidad máxima de 6.6 millones m³/día. La segunda fase del gasoducto “Cruz del Sur”, aunque con una inversión significativamente mayor que la primera fase, tiene una rentabilidad razonable y de hecho, esta etapa da sentido económico a la anterior (Cruz del Sur, fase 1, desde Punta Lara a Montevideo, actualmente en construcción), y por lo tanto la condiciona fuertemente. Hacia fines de 2000 aún no se habían suscrito contratos de transporte firme.

proyectos existentes

De Argentina a Brasil:

Gasoducto del Mercosur vincularía los campos gasíferos del norte de Argentina (Salta) con Sao Paulo y un ramal a Asunción del Paraguay (3.100 km, 36” a 24”, capacidad de 25 millones m³/día). Su ejecución parece poco factible.

Gasoducto Austral vincularía los campos gasíferos del sur (Cuenca Austral) de Argentina, con Montevideo (Uruguay) y luego Porto Alegre (Brasil) (3.700 km, 36”/30”, capacidad de 31 millones m³/día). Su ejecución parece poco factible por los costos involucrados.

De Bolivia a Chile:

Gasoducto Villamontes a Tocopilla y Mejillones en el norte de Chile (850 km, 20”/16”, capacidad de 6 millones m³/día). Parece poco factible su desarrollo. El tema más crítico es la necesidad de un crecimiento sostenido del mercado de gas natural en el norte chileno. Aún si ese crecimiento fuera de alta significación, los dos gasoductos existentes en la actualidad estarían en condiciones de absorber la demanda.

De Bolivia a Paraguay:

Gasoducto Trans-Chaco de Vuelta Grande en Bolivia a Asunción en Paraguay de 846 km, 22", capacidad de 6,9 millones m³/día. Su ejecución parece poco factible porque supuestamente está en desarrollo la segunda etapa Bolivia-Brasil.

De Perú a Bolivia:

Del campo de Camisea a Carrasco en Bolivia de 900 km, 36", 40 millones m³/día. A largo plazo, este gasoducto permitirá llevar gas de Camisea al mayor mercado de Brasil. Su ejecución parece poco factible porque los costos de transporte serían muy elevados y no son competitivos con proyectos alternativos.

De Perú a Brasil:

De Camisea a Sao Paulo pasando por Porto Velho de 3.550 km, 32", capacidad de 30 millones m³/día. Su ejecución parece poco factible por los costos involucrados.

De Colombia a Venezuela

Respecto este gasoducto existe:

- En desarrollo el estudio binacional colombo-venezolano, en que participa la UPME, para explorar posibilidades y ventajas mutuas de realizar una interconexión gasífera.

Memorando de entendimiento entre PDVSA, ECP y TEXACO para la venta de gas de la Guajira a Maracaibo.

ESTRUCTURA DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LNG

Además de Trinidad y Tobago que se encuentra produciendo en la planta construida en Point Fortín, Venezuela, Bolivia y Perú podrían poner plantas de licuefacción a corto o mediano plazo, con miras a exportar sus excedentes de producción de gas.

Trinidad y Tobago:

Las exportaciones de LNG tienen como destino la planta de regasificación en Everett, MA, cerca de Boston en los Estados Unidos, y a Barcelona en España. La expansión de capacidad es para incrementar los despachos a los Estados Unidos y España e iniciar las entregas en Puerto Rico y República Dominicana. Los mayores campos productores de gas natural son: Teak, Cassia, Banyan, Inmortelle y Flambouyant. En 1975 fue formada la Empresa Nacional del Gas (NGC). En los últimos años los proveedores de gas a la NGC han sido Enron Oil & Gas Trinidad Limited y el consorcio British Gas/Texaco. El 19 de abril de 1999, comenzó a operar la planta de LNG construida en Point Fortin, perteneciente a la empresa Atlantic Liquefied Natural Gas (ALNG) con una capacidad de 3 millones de toneladas anuales. Se encuentra en expansión la capacidad de la planta de licuefacción con la construcción de dos trenes adicionales. El segundo y tercer tren con capacidades de 3 y 4.1 millones de toneladas anuales respectivamente, con lo que la capacidad total llega a los 10.1 millones de toneladas de LNG por año.

La planta perteneciente a la empresa Atlantic Liquefied Natural Gas (ALNG) tiene una capacidad inicial de producción de 3 millones de toneladas anuales de LNG, producción que se exporta a la costa este de los Estados Unidos (Boston, Massachusetts) y a la costa del Mediterráneo de España (Barcelona). Actualmente, la planta se encuentra en expansión con la construcción de dos trenes de licuefacción adicionales, con capacidades de 3 y 4.1 millones de toneladas anuales, con lo que la capacidad total de la planta llegará a los 10.1 millones de toneladas de LNG por año. Ello permitirá incrementar las exportaciones a los mercados actualmente atendidos e iniciar la exportación a República Dominicana, Puerto Rico y posiblemente Jamaica.

Además del LNG, los sectores consumidores de gas son el sector petroquímico con 8 plantas y una capacidad de producción total de 3.5 millones de toneladas de amoníaco por año, 4 plantas de metanol con una capacidad mayor a 2 millones de toneladas por año, una planta de Urea y el sector metalúrgico del hierro y acero, así como de producción de aluminio. Las cantidades previstas para el consumo interno para 2001 fueron de 16.9 BM³, distribuidos en: Generación 2.25 BM³ (13.3%); Industria 9.64 BM³ (57.0%); producción de LNG 4.88 BM³ (28.9%); y Comercial 0.13 BM³ (0.8%).

Venezuela: Tiene un proyecto en etapa de desarrollo, el Proyecto Mariscal Sucre, para construir una planta de LNG, en el Golfo de Paria, con una capacidad de 4.7 BM³/año cuyos clientes potenciales serían los Estados Unidos, Brasil y México.

El proyecto, denominado originalmente Cristóbal Colón, se está reactivando, a menor escala, con algunos de los socios iniciales: Shell, Mitsubishi y PDVSA. A noviembre de 2002, aún se está negociando la participación de nuevos socios, tal como Qatar. El proyecto requerirá una inversión de US\$ 4.6 mil millones y está orientado a desarrollar

las reservas de gas costa afuera al norte de la península de Paria y al este del Delta del Orinoco en el este de Venezuela, estimadas en 8 TCF.

Bolivia y Perú: En forma independiente han comenzado a analizar la posibilidad de desarrollar proyectos de licuefacción de gas natural con el propósito de exportar sus excedentes a la costa del pacífico de Norte América. Perú utilizaría sus excedentes de Camisea y Bolivia sacaría los excedentes de sus campos del sur, hasta la costa del norte de Chile o del sur del Perú mediante un gasoducto, donde instalaría una planta de licuefacción. Se espera que la decisión sobre el puerto a utilizar se tome a principios del 2003.

La factibilidad de los proyectos de exportación de LNG desde las costas de Perú o del norte de Chile, dependerá de que se puedan consolidar contratos a largo plazo con precios que garanticen la recuperación de las inversiones. Se estima, en US\$/MMBTU, un costo de licuefacción de alrededor de 1.00; de transporte por barco entre 0.80 y 1.10 y de regasificación entre 0.15 y 0.20. lo que daría un costo de la cadena de comercialización de LNG entre 1.95 y 2.30. A este monto hay que agregar los costos de transporte por gasoducto desde Camisea y desde los campos bolivianos hasta la costa del Pacífico, que dependiendo de las capacidades, longitudes y costos de construcción de los gasoductos, las tarifas podrían estar entre 0.50 y 0.90 US\$/MMBTU. Suponiendo un precio del gas en campo, a la salida de la planta de GLP, entre 0.50 y 0.80 US\$/MMBTU, los precios del gas natural a la salida de las plantas de regasificación en California estarían entre 2.95 y 4.00 US\$/MMBTU. La ubicación geográfica de los campos de Venezuela y Trinidad y Tobago harían más competitivos sus proyectos de exportación de LNG.

LA REGULACIÓN SECTORIAL EN LOS MERCADOS NACIONALES

Como fue descrito en la sección anterior, las industrias eléctricas y del gas natural se encuentran estrechamente relacionados. Esta realidad ha sido reconocida en marcos regulatorios que reflejan la interacción entre ambos sectores para lograr su desarrollo. Esta realidad se refleja de forma más o menos explícita en diferentes países, en parte evidenciando el desarrollo de sus industrias y sus instituciones, así como del potencial competitivo de los subsectores.

Excepto en Paraguay y Uruguay, todos los países analizados han emprendido importantes reformas que han afectado la estructura institucional y regulatoria del sector. Estos cambios han sido muy disímiles. En algunos casos existen divergencias entre los sectores gas y electricidad en cada país. Unos países emprendieron cambios antes que otros y cada uno ha incorporado estructuras diferentes para regular los sectores. No obstante, si bien cada país presenta diferentes circunstancias, el modelo y los principios que motivaron los cambios en la mayoría de los países fueron los mismos:

Las reformas impulsadas propiciaron la separación de papeles del Estado, permitiendo que el sector privado cumpliera con su papel de empresario y dejándole al Estado un rol como fijador de políticas y regulador. Fue así como en Argentina (ENRE, ENARGAS), Colombia (CREG), Brasil (ANEEL, ANP), y Uruguay (UREE, MIEM) se crearon entes regulatorios independientes pero supervisados por los gobiernos, dejando en manos del ejecutivo la política sectorial. En Bolivia (SIRESE), Perú (OSINERG) y Ecuador (CONELEC, MEM) se crearon entes de carácter regulatorio pero dentro de los ministerios sectoriales y en Chile (CNE), se creó un ente interministerial encargado del establecimiento de tarifas y de la política sectorial.

El rol del Estado como fijador de políticas y regulador estuvo determinada por las condiciones políticas, el tipo de sistema político (federal vs. central) y la presencia estatal en la industria antes de las reformas. Si bien se crearon los mecanismos institucionales para que el Estado manejara de manera independiente la fijación de políticas sectoriales de la regulación, no existe una última palabra sobre la estructura institucional más adecuada para desempeñar las distintas funciones dentro del sector.

La experiencia ha demostrado que las estructuras diseñadas no son suficientes para garantizar la independencia regulatoria, o para evitar que el organismo regulador sea capturado³⁰ por algún agente específico (sea público o privado y mucho más en el subsector gas donde existen prácticamente monopolios de hecho).

³⁰ El término “captura” se refiere al concepto académico de que un agente o clase de agentes tiene una mayor capacidad para influenciar las decisiones del regulador y por lo tanto las soluciones tomadas podrían diferir del óptimo buscado. A pesar de que la sociedad en general, cuando se toman decisiones que difieren del óptimo, se encontraría en peores condiciones que las que tendría si se tomara la decisión óptima, esta desviación se produciría debido a diferencias en la distribución de los beneficios y los costos de la decisión. En el caso particular de los servicios públicos, una decisión óptima produciría un gran beneficio a ciertas clases de consumidores pero estos beneficios se repartirían entre un grupo muy grande de usuarios, por lo que el beneficio por usuario es relativamente modesto. Por el otro lado, una clase de

Existen algunos factores que hacen que la independencia regulatoria esté amenazada o se vea capturada, ya sea por las empresas o por los propios gobiernos. Entre estos elementos deben considerarse los siguientes:

- La fuerte presencia en la industria que aún mantiene el Estado en algunos países.
- La voluntad de los legisladores de cambiar las normas institucionales para favorecer los intereses de sus electores o a grupos de interés.

La experiencia muestra que las reformas están lejos de estar consolidadas. Diez años después de empezadas se están comenzando a vislumbrar algunas amenazas que podrían dificultar su profundización, incluso en aquellos países con modelos exitosos. Todavía hay lecciones por aprender, tales como:

- Determinar que controles son necesarios para evitar que el regulador sea capturado por intereses particulares (del Estado o de las empresas públicas o privadas)
- Determinar que acciones adicionales son requeridas para que un proceso de privatización sea exitoso. La experiencia ha demostrado que se requiere mucho más que el simple traspaso de algunos activos. Por ejemplo, la transferencia parcial de activos en el subsector eléctrico ha creado tremendas distorsiones, generando trabas en el libre funcionamiento del mercado. Por un lado, la dificultad política para privatizar algunas empresas de distribución ha hecho que se mantengan los vicios de ineficiencia operativa, característicos del sistema anterior, lo que está afectando la operación competitiva del mercado mayorista, tal como se puede observar en Argentina, Brasil, Colombia y Ecuador. Lo anterior se debe a que los agentes privados evitan firmar contratos con las empresas públicas ineficientes, quedando estas últimas expuestas a la volatilidad del mercado spot y por ende a un crecimiento de sus acreencias.

Por otra parte, existen algunos países en los que aún hay una fuerte presencia estatal en el sector de generación eléctrica y en los que, en repetidas ocasiones, las centrales públicas distorsionan precios en el mercado mayorista, afectando la competencia y el libre juego de la oferta y la demanda tal como es el caso de Brasil, Colombia y Perú. De igual forma, en lo que concierne a la expansión del sistema de generación, aún no existe una solución satisfactoria al asunto de precios que incentiven la expansión de largo plazo. En algunos países ésta se incentiva por medio de modelos de optimización de gran escala y no de competencia o de esfuerzo.

Adicionalmente, la participación del Estado en la planificación eléctrica afecta el libre desarrollo del mercado como ocurre en Argentina, Brasil, Colombia y Perú por no estar establecido su campo de acción.

agentes, conformado por un grupo relativamente pequeño, recibiría beneficios relativamente modestos comparados con otros grupos, pero al ser este grupo poco numeroso, cada agente recibe un gran beneficio. Esta “concentración” de beneficios crea un desbalance de incentivos para influir al regulador, lo que lleva a su “captura” por el grupo con pocos integrantes.

- Que la existencia de monopolios hace que los precios de gas sean establecidos en muchos casos por decisión de los gobiernos y que no existan precios de mercado afectando al mercado eléctrico como en Brasil, Perú, Colombia y Venezuela.
- Que una amenaza importante en el sector se ve reflejada cuando el Estado se comporta como si el nuevo marco no se hubiese establecido, como es la experiencia de Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú y Uruguay.
- Que la regulación en general del subsector gasífero tiene características de mercado competitivo pero éste está alejado de la realidad del subsector.

El desarrollo eficiente de las interconexiones internacionales

La construcción de interconexiones puede ser efectuadas bajo dos sistemas regulatorios distintos:

- Basada en decisiones consensuadas del sistema de planificación de los países que se interconectan. La expansión óptima de una interconexión en un ambiente integrado puede ser definida realizando evaluaciones conjuntas de ambos países, tales como las que efectuaron oportunamente muchos países de la región, tratando de minimizar el costo de expansión y operación del sistema de cada país. Cuando en cambio existen mercados en cada país con desintegración vertical es más complejo realizar esa optimización conjunta. Los agentes de cada país tienen su propia planificación de expansión que no siempre puede ser conocida con precisión por el organismo planificador, en aquellos países en el que éste existe.
- Alternativamente, las interconexiones pueden ser construidas por la actividad privada a su riesgo si los inversores pueden captar una renta que justifique tal inversión.

En el subsector eléctrico la política predominante es la segunda, pero la intervención del estado en la regulación sectorial hace que esto no sea estrictamente así.

En el subsector gas, excepto en las interconexiones con Argentina, el estado sigue siendo el que define las reglas y los precios de la transacción aunque el sector privado es el que invierte en el negocio.

Dado esta realidad es entonces importante que la integración se desarrolle en un ambiente favorable a los intercambios que:

- Realice una planificación de la expansión energética o de las reglamentaciones con un visión política del sector energético que considere a la región y no solo los problemas locales. Este es el único camino para la mayor parte de los países de la región para el incremento estructural de eficiencia o para el uso de sus recursos disponibles.
- Evalúe la evolución del sector en el largo plazo que considere los diferentes escenarios del sector energético y de hidrocarburos, con una evaluación de riesgos adecuada.

- Provea la institucionalidad adecuada para realizar las transacciones .
- Disponga de un sistema de transporte regional con tarifas de peaje y metodología de expansión que aseguren la eficiencia operativa y dinámica. Asimismo deben estar adaptados los sistemas de transporte nacionales para no introducir problemas en el comercio internacional.
- Que considere aspectos técnicos, financieros y comerciales tales como los servicios complementarios, liquidación de transacciones, mecanismos de resolución de conflictos o regulaciones sobre el de pago de capacidad.

Es posible clasificar la situación regulatoria de los distintos países de la siguiente manera:

- Problemas exógenos al sector energético que afectan la sustentabilidad de las reformas:
 - Argentina: debido a los problemas políticos y macroeconómicos que hicieron eclosión a fines del año 2001, la demanda se encuentra deprimida. Sin embargo, una vez que la situación mejore, la demanda va a crecer de forma sustancial. Se espera que exista una crisis de suministro bajo escenarios moderados y optimistas de crecimiento.
 - Ecuador: debido a que no ha salido aún de los problemas políticos y económicos ocurridos durante 1999, la demanda continúa deprimida. A pesar de tener un esquema regulatorio adecuado, Ecuador no ha resuelto adecuadamente la privatización sectorial, especialmente por la dificultad de llevar las tarifas subvencionadas a su valor económico. Con la entrada de la interconexión con Colombia a principios de 2003, y con Perú en la primera parte de 2004, se estima que los problemas de oferta se solucionan en el corto plazo. Ecuador, sin embargo, requiere resolver sus problemas estructurales para revertir la tendencia de falta de inversión en el sector.
 - Colombia: El problema de la guerrilla afecta el desarrollo de su mercado, indisponiendo líneas troncales con la consiguiente falta de suministro y ineficiencia de despacho. Además, la inseguridad pública ha dificultado y retasado privatizaciones pendientes.
 - Uruguay: está desarrollando las reglas de mercado con características propias. Dejará una importante participación de la empresa Estatal UTE a futuro, asumiendo el monopolio de la distribución, produciendo la mayor parte de la energía junto a la represa binacional de Salto Grande que será el comercializador de esa energía en el mercado de Uruguay y teniendo el monopolio de la transmisión en tensiones inferiores a 500 kV.
- Sistemas regulatorios sustentables que requieren modificaciones:
 - Bolivia: no existen problemas de suministro y los cambios requeridos son para un ajuste de eficiencia.

- Chile: la falta de actualización de la ley y de los reglamentos existentes en el subsector eléctrico son un freno a la mejora de la eficiencia y competitividad. Una buena demostración es el subsector gas que, con una legislación más adelantada ha logrado un resultado adecuado. Desde 1978, existe en Chile una completa libertad de importación de combustibles, que implica que los precios se rigen por el mercado internacional.
 - Perú: Requiere se ajuste la regulación de la transmisión y la relacionada al subsector gas.
- Sistemas regulatorios con problemas de sustentabilidad:
- Brasil: Ha establecido un esquema de transición hacia un mercado de energía eléctrica, pero la participación estatal de las empresas del Estado en electricidad y en gas no ha permitido el desarrollo del mercado, lo que ha motivado una modificación de los calendarios de la transición y una revitalización del mercado eléctrico cuyo sentido es discutible. El subsector gas se ha desarrollado en base a una empresa monopólica. Las tarifas de transporte estampillada afecta al libre desarrollo de los mercados regionales de gas y electricidad.
 - Paraguay: país que, además de los problemas políticos y económicos que afectan el desarrollo del sector, tiene tarifas que no permiten la realización de las inversiones requeridas en transmisión y en distribución
 - Venezuela: Se mantiene la estructura estatal. A pesar de que la ley introduce un mercado y el Ministerio de Energía y Minas ha desarrollado el marco regulatorio, no se ha implementado la política para el sector eléctrico. Este retraso ha inhibido las cuantiosas inversiones para su recuperación. En el sector gas existe una ley similar a la del sector eléctrico. Sin embargo, el monopolio de PDVSA, junto a una falta de definición de políticas de largo plazo, ha restringido el desarrollo del gas, especialmente aquel que pueda ser empleado por el subsector eléctrico.

De manera específica, los problemas regulatorios que se observan en cada mercado son:

Argentina:

La situación macroeconómica del país y de la región, así como el incremento de los precios de las unidades de generación y de la volatilidad hidrológica, junto a un sistema regulatorio que está basado en el mercado spot, hicieron que no se mantenga el flujo de inversiones en el subsector eléctrico. La presencia de los intercambios con Brasil, un mercado más volátil debido a su alta componente de generación hidroeléctrica, y el consecuente agregado de volatilidad está transformando al mercado spot en uno poco hábil para garantizar sus inversiones. La existencia del fondo de estabilización y la metodología de traspaso de tarifas a usuarios finales, hacen que el mercado a término no pueda dar las respuestas requeridas en esta situación. Estos hechos hicieron que se hayan propuesto modificaciones regulatorias integrales desde el gobierno y desde el sector privado. La primera efectuada por el gobierno fue a fines de 1998. Luego existieron propuestas en 1999 y 2000 (usando la misma base de 1998) y la última fue

una reciente, donde el gobierno aprobó el Decreto N° 804 de fecha 19 de Junio de 2001, que fuera posteriormente anulado por el Congreso.

En el subsector gas se hizo una privatización similar a la del subsector eléctrico en un ambiente donde no existe competencia. Además se dio a los transportistas y a los distribuidores derechos de negociación de sus peajes que dificulta la existencia de un mercado spot transparente y la utilización de los excedentes de transporte. Esto indujo al gobierno, a proponer modificaciones a la forma de establecimiento de los peajes por uso de oportunidad y a la formación del mercado spot, que no fueron implementadas por las dificultades institucionales que desembocaron en la crisis al final del año 2001.

La negociación de tarifas del ENARGAS, no es lo suficientemente transparente debido a que el traspaso de precios al usuario final, se realiza en función de decisiones de esa institución sin un procedimiento específico. Además no pudo formarse un mercado competitivo, porque una sola empresa controla más del 50% de las ventas; hay cinco cuencas sobre-explotadas y el resto del territorio es de alto costo de explotación, por lo que existe la necesidad de grandes inversiones para la exploración de reservas; que frenan la entrada de nuevos oferentes. La actual oferta de gas tiene costos hundidos de las inversiones realizadas en el pasado, en exploración y desarrollo de campos de producción; lo que dificulta desarrollar nueva capacidad de oferta para competir. El desarrollo del mercado spot de gas natural ha sido pequeño y la adhesión al sistema de incentivos dado por el decreto No.1020/95 del Poder Ejecutivo, ha sido muy baja.

El tratamiento impositivo de las actividades de exploración, sumado a la situación de crisis actual, hace que las inversiones en exploración necesarias no se vislumbren en el corto plazo. Se prevé mayores incentivos que alienten el ingreso de otros actores a la actividad de la exploración y producción, de manera de crear un verdadero mercado competitivo de gas a nivel de cuenca; de lo contrario, tendría que darse una mayor intervención regulatoria para evitar posiciones dominantes del sector producción y vinculantes entre productor y distribuidor.

Las asimetrías regulatorias entre el gas y la electricidad afectaban el desarrollo de un mercado más competitivo del subsector eléctrico en el ambiente anterior a la crisis macroeconómica. Actualmente todo el sector está profundamente afectado en su desarrollo por la mencionada crisis.

El siguiente análisis busca determinar la competitividad del sector determinando las siguientes variables:

- La existencia de poder dominante en la producción.
- Acceso abierto al sistema de transporte.
- Libertad de comercialización en toda la cadena.
- Alineación de las tarifas de transmisión, distribución y producción con los costos marginales de provisión del servicio.

- Sintonía entre la regulación de gas y la regulación eléctrica.
- No existe diferencia entre el mercado local y el regional.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Argentina

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales

A partir de la reforma del estado se sanciona la ley N° 24.065, en diciembre de 1991, donde se establece el nuevo marco regulatorio eléctrico y se desarrolla su transformación. Se crean las siguientes instituciones y definen las funciones requeridas en el mercado, éstas son:

- La Secretaria de Energía define la política sectorial, dicta las resoluciones que establecen las normas de despacho económico y reglamentan el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), denominadas "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".
- El Ente Regulador de la Electricidad ENRE, cuyo rol es hacer cumplir la ley N° 24.065 y controlar el cumplimiento de los contratos de concesión, establece las bases para el cálculo de las tarifas reguladas y controla su aplicación.
- La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico CAMMESA, su figura es la de organizar el despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Se definen actores reconocidos para cada actividad de mercado con regulaciones diferenciadas:

- Los generadores cuya producción está sujeta a la libre competencia y a precios no regulados (en el mercado spot venden al costo marginal), pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados, con distribuidores y grandes usuarios mayores o menores GUMA o GUME respectivamente.
- Los transportistas constituyen monopolios naturales y en consecuencia son sujetos a concesiones nacionales. Tienen regulados los precios y la calidad.
- Los distribuidores son los responsables de abastecer a los usuarios finales, para que no contraten su suministro en forma independiente. Constituyen un monopolio natural. Se efectúan concesiones nacionales o provinciales con precios regulados por el ENRE o autoridades provinciales.

Los consumidores son los usuarios finales y los grandes usuarios. Los grandes usuarios, contratan en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica. La reglamentación establece los módulos de potencia, energía y demás parámetros técnicos que los caracterizan. Pactan libremente el precio de su abastecimiento. Actualmente hay dos categorías dentro del MEM: GUMA Y GUME. Se asimilan a esta categoría las entidades cooperativas prestadoras del servicio público de electricidad.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales

Existe un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), donde se realizan las transacciones de la energía, la potencia y los servicios complementarios requeridos, está formado por:

- Un mercado a término: con precios pactados libremente entre vendedores y compradores.
- Mercado Spot: con precios sancionados en forma horaria.
- Sistema de estabilización: los distribuidores del MEM pagan durante cada período estacional un precio estacional, calculado en la programación correspondiente y aprobado por la Secretaría de Energía, deriva de los consumos de energía que realizan fuera de sus contratos a término. El mismo se calcula en función de los precios previstos para el mercado spot en el siguiente trimestre de la programación.

El despacho económico de los generadores lo realiza CAMMESA, ordenando según costos variables crecientes en todas las unidades ofertadas y aceptando las necesarias para cubrir la demanda. Esto es lo que se denomina el despacho óptimo. Con frecuencia horaria se define el precio del mercado (precio de la energía), que resulta para el despacho óptimo y está dado por el costo que tendría que abastecer con el parque térmico o hidráulico, el siguiente 1 MW de demanda en el mercado (costo marginal). Adicionalmente, existe un pago de potencia que es una señal económica que perciben los generadores, para suministrar los requerimientos de potencia en situaciones críticas (máxima sequía).

Transmisión: la remuneración y las fuentes de ingreso

El sistema de transporte está integrado por la Empresa de Transporte en Alta Tensión y por las Empresas de Transporte por Distribución Troncal. Los usuarios del sistema, deben abonar por cada línea que usan un cargo fijo por capacidad de transporte. Éste se define usando una barra de mercado, hacen pagar por el uso a aquellos que traen la energía al mercado (líneas donde los generadores establecen los flujos) y a los que la retiran (líneas donde los consumidores establecen los flujos), todo en proporción a su flujo. Se aplica de ese modo, el llamado método del área de influencia.

La calidad del mercado es adecuada en valorizarse a la ENS, alcanzando niveles de falla internacionales. De todos modos, el número de fallas, cortes en el primer nivel del escalón de fallas, es notable debido a esa característica operativa que no necesariamente cumple con el criterio de tener reserva ante la salida de un equipamiento de transmisión. El valor de la energía no suministrada producida por la fallas representa entre 12 y 25 millones de pesos anuales, que en términos económicos no justifica la ejecución de inversiones que superen ese rango.

Distribución: el libre acceso a las redes, los modelos regulatorios.

El nuevo marco institucional y regulatorio, obliga a que las empresas de distribución de energía compitan por los contratos de concesión, para prestar el servicio de distribución y comercialización en determinadas áreas, asimismo, para el mercado de grandes consumidores (aquellos que consumen más de 100 kW). Las concesiones son por un

período de 95 años, aunque contienen intervalos administrativos de aproximadamente 10 años, en los que el concesionario puede optar por abandonar el contrato.

El Ente Nacional de Regulación (ENRE), establece tarifas por períodos de cinco años, de acuerdo con modelos de empresas de distribución eficientes y con características regionales y de servicio similares.

Las autoridades provinciales controlan los contratos de concesión y los términos, partiendo de los servicios ofrecidos por las empresas de servicios públicos en su región respectiva.

Los grandes consumidores pueden participar directamente en el mercado mayorista, pagando una tarifa de transporte a las empresas distribuidoras.

Fortalezas y debilidades de la regulación

La situación macroeconómica del país y de la región, el incremento de los precios en las unidades de generación, la volatilidad hidrológica, junto a un sistema regulatorio que está basado en el mercado spot, hizo que no se mantenga un flujo de inversiones. La presencia de los intercambios con Brasil, un mercado más volátil debido a su alta componente de generación hidroeléctrica, y el consecuente agregado de volatilidad, está transformando al mercado spot en un mercado poco hábil para garantizar inversiones de mercado. La existencia del fondo de estabilización y la metodología de traspaso de tarifas a usuarios finales, hace que el mercado “a término” no pueda dar las respuestas requeridas en ésta situación.

A su vez, el sistema de transmisión ha tenido una expansión que para la mayoría del sector no responde con los requerimientos de desarrollo del mercado, ni a una calidad adecuada. La metodología existente ha demostrado que no es lo suficientemente flexible para responder a todas las imposiciones de un mercado y existe consenso en que debe ser modificada.

Estos hechos hicieron que se propongan modificaciones sectoriales integrales, desde el gobierno y el sector privado. La primera efectuada por el gobierno fue a fines de 1998, luego existieron propuestas en 1999 y en el 2000 (usando la misma base de 1998), la última fue una reciente, donde el gobierno aprobó el Decreto N° 804, de fecha 19 de Junio del 2001, que fue posteriormente anulada por el Congreso.

Las siguientes razones esgrimidas por el decreto para modificar la ley, son una buena descripción de la evaluación realizada por el gobierno, sobre la que se encuentra un consenso técnico en el sector:

- Las regulaciones existentes actualmente, brindan señales económicas que deben modificarse, ampliando el campo de la desregulación del sector para lograr un incremento de la eficiencia y la seguridad de suministro.
- Es necesario que se reduzca la intervención estatal en materia de formación de los precios del mercado mayorista.
- Es preciso un proceso paulatino de desregulación hacia la libre elección del

prestador del servicio eléctrico, para lograr un mejor control de la actividad actualmente a cargo de los distribuidores.

- La regulación de las ampliaciones del sistema de transporte de energía eléctrica, no acompaña el ritmo de las inversiones que se ha verificado en el segmento de la generación y de la distribución de energía. En ese aspecto, es importante reconocer a aquellas que resulten necesarias para incrementar la confiabilidad.
- La responsabilidad de la distribución en cuanto a la seguridad de suministro en el largo plazo, debe ser clarificada y así asegurar que los distribuidores deban tener la responsabilidad de abastecer toda la demanda existente en los usuarios finales, que no tienen la posibilidad de contratar directamente en el MEM. Para ello resulta conveniente que el distribuidor pueda asumir la posibilidad de tener una tarifa regulada, que permita el pase a tarifa de los precios de los contratos, siempre que cumplan con las condiciones fijadas en la reglamentación.

Los intereses sectoriales y la falta de poder político para imponer transformaciones, son el determinante para que no se haya logrado un consenso sobre los instrumentos aplicados para dar soluciones a los problemas existentes.

En ese aspecto, la última propuesta frustrada del gobierno buscaba esa transformación, por medio de una mayor desregulación, considerando que la introducción de nuevas decisiones administrativas hubiese producido una mayor resistencia. No obstante, la necesidad de cambio se mantiene, siendo cada vez más imperiosa la efectividad de las medidas e instrumentos que aseguren el nivel de calidad sectorial requerido y que había sido conseguido en la década anterior.

Descripción Regulatoria del Sector Gas Natural en Argentina

Hasta 1992, la empresa estatal Gas del Estado se encargaba de la compra, el transporte, la distribución y la comercialización interna de gas natural. El gas era producido principalmente por YPF o importado desde Bolivia.

Con la sanción de la ley 24.076, se reestructura el mercado de gas y se crea el Ente Nacional del Gas (ENARGAS).

La ley 24.076, estableció la separación vertical de las actividades y las dividió horizontalmente por zonas geográficas, estableciendo un nuevo marco regulatorio para los segmentos del transporte y la distribución.

La privatización de Gas del Estado se realizó en 1992, mediante licitación pública internacional. Las empresas resultantes de este proceso obtuvieron la concesión para proveer el servicio. La estructura del mercado quedó conformada por dos empresas transportadoras (Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur), a las cuales se les asignó los gasoductos existentes y nueve distribuidoras de baja presión que atienden el mercado minorista.

La ley 24.076, estableció el marco regulatorio para la explotación de la concesión de los monopolios naturales de transporte y distribución, tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Separar las actividades de transporte y comercialización, con objeto de evitar que el transportador distorsione la competencia en el segmento de comercialización, de ésta forma eliminan los incentivos para discriminar el servicio de transporte entre comercializadores, todo en función de su actividad de comercializador. Los transportadores no pueden comprar ni vender gas natural, exceptuando las adquisiciones que pueden realizar para su propio consumo y del gas natural necesario para mantener en operación los sistemas de transporte, cuyo volumen es determinado por el ENARGAS.
- Los comercializadores, compran y venden gas por cuenta de terceros, conectan el gran consumo con la producción y se espera que jueguen un papel clave para estimular la competencia, con menores precios aguas abajo. La capacidad de intermediación está garantizada por el derecho de acceso abierto a las redes y de *by pass* físico.
- Los transportadores y distribuidores están obligados a permitir acceso indiscriminado (*open access*) de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas que no estén contratadas.
- Los consumidores con requerimientos mayores a 5,000 m³/día, pueden prescindir del servicio de comercialización del distribuidor y adquirir gas natural, directamente de los productores o comercializadores mayoristas y podrán construir, a exclusivo costo, sus propios ramales de gasoductos (*by pass* físico) para satisfacer sus necesidades de consumo. Por otro lado, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación, cualquier consumidor puede convenir la compra de gas natural directamente con los productores o comercializadores, pactando libremente las condiciones de la transacción (*by pass* comercial).
- Las tarifas de transporte y distribución están reguladas por ENARGAS y corresponden a tarifas topes (*price cap*), sometidas a revisión quinquenal. Los mecanismos de ajuste, incluyen un factor para estimular la eficiencia de asignación y otro factor para fomentar la inversión en el servicio. Por otra parte, existen ajustes semestrales de la tarifa, de acuerdo a la evolución del RPI de Estados Unidos.
- La tarifa final a los usuarios consta de tres componentes, el precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, la tarifa de transporte y la distribución. De esta forma, el usuario cuyo consumo es comercializado por la distribuidora, absorbe el precio del gas negociado por esta última. Mientras que el usuario que negocia directamente, absorbe el precio acordado con el comercializador.

La extracción y producción de gas se rige por la ley de hidrocarburos, sus modificaciones y decretos.

Los precios en boca de pozo, fueron totalmente desregulados mediante el decreto 2731, comenzando 1994. Pese a la liberalización de los mercados y la desregulación de los precios en boca de pozo, en Argentina no pudo formarse un mercado competitivo.

Las nuevas estructuras institucionales

A partir de la reforma del Estado, se sanciona la ley No. 24.076, en diciembre de 1992, donde se establece el nuevo marco regulatorio del Gas Natural y el desarrollo de su transformación, se determinan las nuevas instituciones involucradas en el sector:

La Secretaria de Energía. Define la política sectorial y da las autorizaciones de exportación de gas.

El Ente Regulador del Gas (ENARGAS). Está en el ámbito del Ministerio de Economía, Obras y Servicio Público. Fue creado por Ley No. 24.076, Marco Regulatorio de la industria del gas, con el fin de llevar a cabo todas las medidas necesarias para objetivos como: protección adecuada de los derechos de los consumidores, promover competencia en el sector, alentar inversiones en la industria, promover el uso generalizado del servicio, propender a una mejor operación y confiabilidad de servicio, asegurar tarifas no discriminatorias, justas y razonables, e incentivar el uso racional del gas velando por la adecuada protección del medio ambiente.

Goza de autarquía y posee plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado.

Está dirigido y administrado por un Directorio de cinco miembros, uno es el Presidente, otro el vicepresidente y los restantes son Vocales designados por el Poder Ejecutivo.

Los miembros del Directorio de ENARGAS, son seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia. Son designados por el Poder Ejecutivo, con la participación del Poder Legislativo, dos de ellos por propuesta de los gobernadores de las provincias. Tienen dedicación exclusiva en su función y sólo pueden ser removidos de sus cargos por acto fundado del Poder Ejecutivo. Dura un período de cinco años, que puede ser renovado en forma indefinida. Cesan en forma escalonada cada año.

ENARGAS, tiene oficinas en cada área de distribución, constituida con la participación de representantes de las provincias que correspondan al área en cuestión. Tienen por función, tratar la relación entre las empresas distribuidoras y los usuarios de dicha área.

Los recursos de ENARGAS están constituidos por la tasa de inspección y control, el producto de las multas y decomisos, más otros fondos, bienes o recursos que puedan serle asignados en virtud de las leyes.

Toda controversia que se suscita entre los sujetos que participan en los servicios de captación, tratamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, es sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción de ENARGAS. Las decisiones de ENARGAS son apelables ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal de la Capital Federal.

Entre las funciones que se le atribuyen están:

- Hacer cumplir la Ley, reglamentación y disposiciones complementarias.
- Dictar reglamentos en los cuales deben ajustarse los sujetos en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición, facturación de consumos, interconexión, reconexión de suministro y escapes de gas.
- Disponer del establecimiento de planes y procedimientos para el mantenimiento de las instituciones de transporte y distribución. Recibir informes periódicos para la supervisión.
- Prevenir conductas monopolistas, anticompetitivas o indebidamente discriminatorias.
- Aprobar las tarifas que aplicarán los transportadores y distribuidores, así como la publicación de las mismas.
- Establecer las bases para el cálculo de las tarifas.
- Dar asistencia al gobierno para que realice la convocatoria a licitación pública, siendo el ente el que suscribe los contratos.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio.

La actividad de regulación involucra el dictado y actualización de normas, que marcan las pautas a seguir por la industria del gas con miras a reglamentar la actividad, para alcanzar los objetivos propuestos de generar competencia y coadyuvar la solución de los conflictos suscitados entre los sujetos que participan en la actividad.

a.1) **Ámbito**

Dentro de la actividad del gas natural están sujetos a regulación el transporte, la distribución y la comercialización.

Los sujetos activos de la industria, reconocidos para cada actividad del mercado son:

- **Los productores**, titulares de una concesión de explotación de hidrocarburos, que extraen gas natural de yacimientos ubicados en el territorio argentino.

La Ley les permite disponer libremente de la producción del gas.

Los productores de gas cuya producción está sujeta a la libre competencia y a precios no regulados (en el mercado *spot*), pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados, con comercializadores, distribuidores y grandes usuarios.

- **Los comercializadores**, quienes compran y venden gas natural por cuenta de terceros.
- **Los transportadores** (Transportadora Gas del Norte y Transportadora Gas del Sur), titulares habilitados para prestar servicio del transporte de gas natural, desde el punto de ingreso de el sistema de transporte, hasta el punto de entrega a los cargadores (distribuidores, consumidores que contraten directamente con el

productor y almacenadores). Constituyen monopolios naturales en su área de operación y consecuentemente están sujetos a concesiones nacionales. Tienen reguladas las tarifas y la calidad. Deben tener sistemas contables que son aprobados por el Ente, para poder controlar todos sus gastos.

- **Los distribuidores** (nueve distribuidoras, una por cada zona), titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales, los cuales no contratan su suministro en forma independiente. Constituyen un monopolio natural. Con precios regulados por ENARGAS. Deben tener sistemas contables que son aprobados por el Ente para poder controlar todos sus gastos. Los distribuidores, realizan las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.
- **Los consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación.

a.2) Objetivos

Los objetivos de la regulación del transporte y distribución de gas natural son:

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural y alentar inversiones para asegurar el suministro en el largo plazo.
- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación, uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.
- Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.
- Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente.
- Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria, sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.
- Permitir subsidios explícitos para ciertos sectores en el transporte y la distribución.

a.3) Características

El marco regulatorio establece:

a.3.1) Transporte y distribución

El transporte y distribución de gas natural es y debe ser realizado por el sector privado. El Poder Ejecutivo es responsable de otorgar concesiones, licencias o permisos. El proveedor de servicio, es seleccionado mediante Licitación Pública. En ausencia de oferentes para la prestación del servicio o si se extingue por alguna de las causas previstas en la Ley el derecho a la provisión de servicio, el Estado Nacional y las provincias a través de cualquiera de sus organismos o empresas dependientes, puede proveer los servicios de transporte y distribución.

Las autorizaciones dadas para la provisión de los servicios, son otorgadas en un plazo de 35 años, con posibilidad de renovación por un período adicional de 10 años.

Ningún transportador o distribuidor podrá comenzar la construcción de obras de magnitud (nuevas instalaciones, extensión o ampliación de las existentes), sin la autorización de ENARGAS.

Son otorgadas las autorizaciones, en los siguientes casos:

- Si la obra se encuentra prevista en el cronograma de inversiones de la habilitación, en cuyo caso la obra será ejecutada en los plazos y condiciones que la habilitación estipula.
- Para el caso de obras no previstas en la habilitación, las cooperativas y los terceros interesados en su realización, deben arribar a un acuerdo con el prestador del servicio de la zona que corresponda y someterlo a la evaluación de ENARGAS para que autorice. El Ente, está facultado para disponer que la ejecución y operación de la obra sea efectuada por el prestador o por un tercer interesado, atendiendo al criterio de mayor conveniencia para el usuario final.
- Si la solicitud no fuese satisfecha por razones económicas, el distribuidor debe informar al solicitante el detalle de cálculo y el monto de la inversión que debería aportar el solicitante, para que el suministro de gas fuera económicamente viable. De no llegarse a un acuerdo al respecto, el solicitante puede someter la cuestión al Ente, quien resolverá las condiciones bajo las que podrá ordenar la realización de las obras.

Las instalaciones y equipos estarán sujetos a las inspecciones, revisiones y pruebas que periódicamente decida realizar ENARGAS. El Ente, tiene las facultades para ordenar la suspensión del servicio y la reparación o reemplazo de instalaciones y equipos, o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.

Los transportadores y distribuidores gozan de los derechos de servidumbre previstos en la Ley. En caso de no llegar a un acuerdo con los propietarios para fijar el monto de las indemnizaciones que pudieran corresponder, pueden acudir a ENARGAS, quien, por el procedimiento oral y sumario fijado por el reglamento, establecerá el monto provisorio a todos los efectos de la Ley de Expropiación.

Las habilitaciones obligan a los transportadores y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público, siempre que puedan recuperar, mediante tarifas, el monto de sus inversiones a la rentabilidad establecida por Ley.

Los transportadores no pueden comprar ni vender gas, a excepción de:

- Las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo.
- El gas natural necesario para mantener en operabilidad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el Ente en cada caso.

Al finalizar el período de concesión, el concesionario devolverá al estado un sistema en pleno funcionamiento e incorporará las mejoras necesarias de acuerdo a los avances tecnológicos.

a.3.2) Comercialización

Con el objeto que el mercado tienda a ser transparente, abierto y competitivo, se establecieron principios y procedimientos específicos que son respetados por los comercializadores. ENARGAS, cuenta con información adecuada y veraz, de las transacciones que realizan los sujetos que comercializan gas. Esta información se publica periódicamente.

Quienes reciben gas natural como pago de regalías o servicios, pueden comercializarlo del mismo modo que un productor.

ENARGAS, presta particular atención a la prevención de acciones concertadas entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, eventualmente, propias de mercados imperfectos. El régimen de sanciones prevé, de acuerdo a la gravedad de la falta: a) amonestación; b) multa; c) suspensión temporal; d) suspensión definitiva.

a.3.3) Exportación

Las exportaciones de gas natural deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, en la medida que no afecte el abastecimiento interno. En lo referente a los permisos de exportación de gas, en febrero del 2001, la Secretaría de Energía y Minería, dictó la resolución No. 131, en la cual establece un procedimiento de aprobación automática de solicitudes para exportación de gas natural, en el supuesto que se verifiquen las condiciones técnicas especificadas en la misma. Además, la empresa deberá acreditar la solicitud de compra externa y la correspondiente certificación de reservas disponibles para la exportación, que cubra el volumen total a exportar durante el plazo del contrato.

Las condiciones que deben cumplir son las siguientes:

- El índice de reposición³¹ debe ser mayor o igual a cero
- La relación entre las reservas de gas natural al 31 de diciembre del año anterior y la producción total de gas natural del país, excluyendo los volúmenes reinyectados en formación del año inmediato anterior, debe ser igual o mayor a 12. Para el cálculo de las reservas totales se sumarán al 100% de las reservas comprobadas y el 50% a las reservas probables.

Dadas las nuevas reglas de juego emergentes en el proceso de reestructuración de la industria gasífera, iniciado en el marco de la Reforma del Estado, se ha producido un intercambio sin precedentes con los países vecinos. Con estas nuevas reglas, es el mercado el que elige los proyectos factibles y quien asume su riesgo, mientras que el Estado da el marco en el cual se discuten los proyectos, a la vez que propicia la integración en materia gasífera.

a.3.4) Importación

Existe libertad de importaciones de gas natural.

Previsiones para evitar posiciones dominantes y vinculantes

La cadena que compone el sector de gas natural en Argentina está segmentada vertical y horizontalmente, sin que ello signifique la desaparición de los monopolios naturales del transporte y la distribución de gas natural. Para suplir estas limitaciones, en primer lugar, los transportadores y distribuidores, no pueden realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de su posición dominante en el mercado. En segundo lugar, los transportadores y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas, ya que no está comprometida para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas por las partes. En tercer lugar, ningún transportador o distribuidor puede otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en diferencias concretas determinadas por ENARGAS.

La segmentación vertical intenta eliminar posiciones dominantes, consecuentes de la integración de actividades, con este propósito la Ley establece las siguientes previsiones:

- Ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o con control de los mismos, podrán tener una participación de control, en una sociedad habilitada como transportador.

³¹ El Índice de Reposición busca determinar si se están agotando las reservas del país por medio de la diferencia entre las reservas existentes el cerrar el año inmediatamente anterior y las reservas que existían seis años antes.

- Ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportador o del grupo de productores, empresa controlada o con control de los mismos, podrán tener una participación de control, en una sociedad habilitada como distribuidora.
- Ningún consumidor que contrate directamente con el productor, podrá tener una participación de control, en una sociedad habilitada como distribuidora que corresponda a la zona geográfica de su consumo.
- Ningún comercializador o grupo de comercializadores, podrá tener una participación de control, en las sociedades habilitadas como transportadores o distribuidoras.

En el caso que existan participaciones en el grado y en la forma que permite la Ley, los contratos que entre sociedades vinculadas que comprendan diferentes etapas en la industria de gas natural, deberán ser aprobados por ENARGAS. Este, sólo podrá rechazarlos en caso que se alejen de contratos similares entre sociedades no vinculadas, perjudicando el interés de los respectivos consumidores.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución

La tarifa del gas a los consumidores es el resultado de la suma de:

- Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, tarifa de transporte y tarifa de distribución.
- a) Precio del gas natural de cuenca, de referencia y tarifas al consumidor final

Con el inicio de la desregulación del mercado de gas natural vigente, a partir de enero de 1994, (decreto No.2.731 del 29/12/93), se establece que:

- Las tarifas de gas natural se ajustan dos veces al año (mayo-octubre). Estas tarifas aplicadas por distancia, son también tarifas máximas que se definen cada 5 años y se ajustan de acuerdo a indicadores del mercado internacional.
- Las variaciones de precio se transfieren al consumidor (*pass through*).
- ENARGAS aprueba los ajustes de precio del gas.
- Los precios máximos autorizados dependen del origen y del destino.

El decreto No.1020/95 del Poder Ejecutivo, establece un régimen de compra de gas optativo, tendiente a crear alternativas para desarrollar el mercado en corto plazo de gas natural (MCPGN), pretendiendo estimular a las distribuidoras de gas que realizan operaciones en este mercado, de este modo, alentar el funcionamiento eficiente y competitivo de la industria de gas natural en Argentina.

Tal procedimiento requiere la determinación de un precio de referencia y un precio de cuenca (precio promedio ponderado para cada cuenca de origen del gas), que tiene como objetivo trasladar, sólo en parte, al período estacional siguiente, el efecto de las compras de gas que se pacten en el MCPGN, a precios inferiores al precio de referencia

o superiores al precio de cuenca, con el fin de otorgar un incentivo para la compra de gas más barato por parte de las distribuidoras.

El mecanismo creado supone dar incentivos a las distribuidoras para que compren gas en dicho mercado, a precios menores que los pactados en los contratos en el largo plazo. El incentivo a comprar gas barato, se expresa en un mecanismo de premios y castigos. Se premia a las distribuidoras que compran gas por debajo del “precio de referencia”, permitiendo que retengan la mitad de la diferencia entre el precio de compra y el de referencia. Se castiga a las distribuidoras que compran por encima del precio de referencia, ya que le permite trasladar la tarifa solamente a la mitad de la diferencia entre el precio de compra y el citado precio de referencia.

ENARGAS emite resoluciones periódicas, que establecen los precios de cuenca y de referencia al inicio de cada período estacional, del primero de mayo al treinta de septiembre (invierno) y del primero de octubre al treinta de abril (verano).

En marzo de 1999, ENARGAS remitió una nota a las distribuidoras de gas, mediante la cual se efectuaron diversas aclaraciones acerca del proceso de negociación de sus contratos de compraventa de gas natural. En tal oportunidad, se les requirió la obtención de los menores precios de gas factible, asegurando el suministro en el mediano y largo plazo, tal como lo establecen los Artículos 38 y 24 de la Ley No. 24.076, advirtiéndoles que ENARGAS, no convalidaría precios que contraríen las condiciones operadas en mercados competitivos y que permitieran vislumbrar ejercicio de poder en el mercado del oferente.

Asimismo, en abril de 1999, ENARGAS remitió al principal productor de gas, una comunicación que dejaba constancia de las graves consecuencias que podría tener un accionar contractual indebido en la venta de su producción de gas natural, sobre las actividades reguladas por el Ente y se destacó la competencia de ENARGAS, para observar los niveles de precios y de ser necesario, aplicar las limitaciones correspondientes al traslado del costo del gas natural a las tarifas de los usuarios finales.

Se dispuso, que mientras las tarifas tuvieran un carácter provisorio, ENARGAS trasladaría a las distribuidoras un precio del gas vendido por YPF S.A., que acotara las diferencias entre el precio resultante de la fórmula ajustada por PPI y el nuevo precio, de modo que la ejecución provisorio de los contratos no constituya un mayor perjuicio para los usuarios de la distribuidora (se tomó como referencia el precio al que habían vendido otros productores en condiciones similares).

a.4) Tarifas de transporte y distribución

Los servicios prestados por los transportadores y distribuidores son ofrecidos en tarifas que se ajustan a los siguientes principios:

- Proveer a los transportadores y distribuidores que operan en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para cubrir todos los costos operativos aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable.

- Se toman en cuenta las diferencias que existen entre los distintos tipos de servicios, en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que ENARGAS califique como relevante.
- El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluye los costos de su adquisición (Cuando dichos costos de adquisición resultan de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la Ley No. 24.076). ENARGAS puede limitar el traslado de dichos costos a los consumidores, si determina que los precios acordados exceden con los negociados por otros distribuidores, en situaciones que ENARGAS considere equivalentes.
- Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los párrafos precedentes, ENARGAS vela para asegurar el mínimo costo para los consumidores, que sea compatible con la seguridad del abastecimiento.

A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operan con eficiencia, las tarifas que aplican los transportadores y distribuidores contemplan:

- ◆ Que dicha rentabilidad sea la de asimilar otras actividades de riesgo comparable.
- ◆ Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

En el curso de la habilitación, las tarifas se ajustan de acuerdo con una metodología elaborada sobre la base de indicadores del mercado internacional, que reflejan los cambios de valor de bienes y servicios representativos a las actividades de los prestadores. Dichos indicadores son a su vez ajustados, medianamente, por un factor destinado a estimular la eficiencia y al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología refleja los cambios en los impuestos sobre las tarifas.

Los transportadores y distribuidores, pueden reducir total o parcialmente la rentabilidad contemplada en sus tarifas máximas, pero en ningún caso pueden dejar de recuperar sus costos.

Bajo ninguna circunstancia, los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores, pueden ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores.

Cada cinco años, ENARGAS revisa el sistema de ajuste de tarifas. Dicha revisión es efectuada de conformidad con lo establecido en las disposiciones legales vigentes, fijando nuevas tarifas máximas.

Ningún transportador o distribuidor puede aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto, excepto que tales diferencias resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro distingo equivalente que pueda aprobar ENARGAS.

Con sujeción a la reglamentación que dicta ENARGAS, los transportadores y distribuidores registran ante este último, los cuadros tarifarios que proponen aplicar,

respetando las tarifas máximas autorizadas, indicando las tarifas, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus consumidores y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios registrados, deben ser difundidos para conocimiento de los consumidores.

Para facilitar el control y transparencia en la regulación del transporte y la distribución, que permita la aplicación de una adecuada política tarifaria, ENARGAS fija las normas a las que deben ajustarse los prestadores de estos servicios, en sus registros de costos y/o contables, con el fin de identificar la incidencia en la marcha del negocio, la evolución de sus activos y pasivos, las inversiones realizadas, los criterios de amortización, la apropiación de los costos por actividad, zona, tipo de consumidores y cualquier otro aspecto que ENARGAS estime necesario para una regulación adecuada al carácter de interés general de las actividades que se desarrollan.

El Estado establece los criterios utilizados, para determinar la estructura de costos con que son fijadas las tarifas de transporte y distribución.

Los transportadores, distribuidores y consumidores pueden solicitar a ENARGAS modificaciones de tarifas, cargos y precios máximos, que consideren necesarias sobre bases justificadas.

Las tarifas de transporte y distribución se ajustan en forma semestral (enero y julio), según las variaciones operadas en el *Producer Price Index, Industrial Commodities* de EE.UU.

Sin perjuicio que el cálculo de tarifas se efectúe de acuerdo a la metodología establecida, el Poder Ejecutivo puede proponer al Congreso Nacional otorgar subsidios, los cuales deben ser explícitos.

Los consumidores que hacen uso del derecho de adquirir el gas directamente del productor y que utilizan instalaciones del distribuidor, abonan la tarifa de distribución que corresponde. Pueden negociar un acuerdo con el distribuidor dentro del ámbito de la Ley.

Los consumidores que contratan directamente con el productor, pueden construir a su exclusivo costo, sus propios ramales de alimentación para satisfacer sus necesidades de consumo y no pagan la tarifa de distribución si no hacen uso de las instalaciones del distribuidor.

Acceso abierto y asignación de capacidad

Durante 1999, se envió en consulta a las Licenciatarias y cargadores del sistema, un borrador sobre “lineamientos de Asignación de Capacidad del sistema”, aplicado para toda la capacidad regida por el principio de acceso abierto, incluidas las ofertas de capacidad de transporte en firme de las Licenciatarias de Transporte (Ley 24.076), la capacidad disponible de las concesiones de transporte otorgadas en el marco de la Ley 17.319 y las cesiones de capacidad de transporte.

En la consulta mencionada, ENARGAS planteó la necesidad de especificar que en los sistemas de gasoductos para ser ampliados o con capacidad remanente, los puntos de

recepción y entrega extremos, comprendan los puntos intermedios. Además, se puso énfasis en la fijación de plazos mínimos para la publicación de las ofertas de capacidad de transporte.

Se estableció un mecanismo para llamar a concurso de precios en dos etapas. La primera, sobre manifiesto de interés; solicitudes que en caso de poder concretarse a las tarifas vigentes, el transportador debe cursar la oferta definitiva. A partir de la notificación, se da comienzo a la segunda etapa, teniendo derecho los participantes a desistir o realizar una oferta irrevocable. Una vez realizado el Acto de apertura de las ofertas irrevocables, el transportador dispone de 15 días hábiles para efectuar la adjudicación.

Si después de realizar las manifestaciones de interés, se viera que es necesario establecer tarifas mayores a las vigentes, el transportador debe evaluar si solicita un ajuste de tarifas según el criterio “roll in”, de acuerdo a los lineamientos establecidos en el Informe de aprobación de la Revisión Quinquenal de Tarifas (de fecha 27/6/97), o si aplica un criterio de costo incremental, por el cual el solicitante de la nueva capacidad sea el que pague los aportes adicionales para viabilizar las obras necesarias para realizar la expansión.

Fortalezas y debilidades de la regulación

- La ley 24.076 no habla de la competencia por comparación como mecanismo regulatorio. La partición horizontal de los segmentos de transmisión y distribución, permiten al regulador la comparación en la eficiencia de las empresas, tomando en cuenta las singularidades de cada sistema. Sin embargo, el organismo regulador, a pesar de la posibilidad en el acceso a la información de las empresas, no ha realizado hasta el momento, comparaciones que permitan establecer índices de eficiencia (*benchmarking*).
- En Argentina no pudo formarse un mercado competitivo, por las siguientes características del mercado:
 - ◆ Una sola empresa controla más del 50% de las ventas.
 - ◆ Necesidad de grandes inversiones para la exploración de reservas que frenan la entrada de nuevos oferentes. La actual oferta de gas tiene costos hundidos en las inversiones realizadas en el pasado, en exploración y desarrollo de campos de producción, lo que dificulta desarrollar nueva capacidad de oferta para competir.
 - ◆ Barreras legales para el ingreso a la actividad de producción, debido a la forma mediante la cual se adquiere el derecho de propiedad en esta industria. Es necesario obtener un permiso de exploración y posteriormente una concesión de explotación por parte de la Secretaría de Energía.
- El desarrollo del mercado spot de gas natural ha sido pequeño. La adhesión al sistema de incentivos que contiene el decreto No.1020/95 del Poder Ejecutivo, ha sido muy baja.

Evolución esperada de la regulación

Se prevé mayores incentivos que alienten el ingreso de otros actores a la actividad de la exploración/producción, de manera de crear un verdadero mercado competitivo de gas a nivel de cuenca, de lo contrario tendría que darse una mayor intervención regulatoria para evitar posiciones dominantes del sector producción, y vinculantes entre productor y distribuidor.

Restricciones asociadas al tamaño del mercado

No existen. Argentina tiene un mercado maduro y que aún tiene un crecimiento considerable, por lo que permite el aprovechamiento de economías de escala en la actividad. El consumo se puede ver afectado por los problemas económicos que está afrontando el país.

Bolivia:

La situación actual del subsector eléctrico se caracteriza por:

- Gran porcentaje de transacciones en el mercado spot respecto de las realizadas en el mercado de contratos.
- Sobre-oferta de generación y baja tasa de crecimiento de la demanda.
- Costos variables declarados por debajo de los costos reales, con el objetivo de posicionarse competitivamente para la asignación de pagos por potencia firme.
- No todos los generadores térmicos reciben remuneración por potencia.
- Los precios actuales en el Ministerio de Energía y Minas de Bolivia, no son suficientes para garantizar el normal funcionamiento de las empresas de generación, en particular de aquellas que poseen importantes compromisos financieros relacionados con las inversiones realizadas.

Respecto del gas cabe mencionar que:

- La regulación permite el libre acceso de nuevos actores, pero el pequeño tamaño del mercado y las grandes distancias entre los centros de producción y los puntos de demanda no favorecen la concurrencia.
- Por las características del mercado, los precios del gas en boca de pozo, no son competitivos.
- Existe volúmenes ya asignados a las empresas productoras para la atención al mercado interno, solo son negociables los volúmenes incrementales.
- Para la exportación, el marco regulatorio es muy liberal.
- El estado mantiene una fuerte permanencia en el subsector siendo YPFB el responsable del contrato con Petrobras mediante la figura del agregador.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Bolivia

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales

El marco jurídico de la actividad eléctrica se define por:

- Ley N° 1544, del 21 de marzo de 1994, “Ley de Capitalización”: Autoriza al Estado a proceder a la capitalización de las empresas que están en su poder, además establece que el servicio público de electricidad corresponde a la jurisdicción nacional y que será normado por ley sectorial específica y excluye de su alcance a la Ley Orgánica de Municipalidades, etc.
- Ley N° 1600, del 29 de octubre de 1994, “Ley del Sistema de Regulación Sectorial” (SIRESE): Crea el Sistema de Regulación Sectorial.
- Ley N° 1604, del 31 de diciembre de 1994, “Ley de Electricidad”. Es la normativa que regula todas las actividades de la industria eléctrica y establece los principios para la fijación de tarifas de electricidad. Instauro la nueva estructura del sector, desagregando las actividades de generación, transmisión y distribución e imponiendo restricciones a la propiedad, de manera que una empresa eléctrica sólo puede realizar una actividad.
- Decreto Supremo N° 24043, del 28 de junio de 1995: Aprueba los reglamentos de la Ley No 1604, entre ellos el de Operación del Mercado Eléctrico, Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, Precios, Tarifas y Calidad de Distribución

La Ley N° 1604/1994, “Ley de Electricidad”, establece el rol de las instituciones del Mercado Eléctrico. La función de Regulador y Controlador del mercado eléctrico la cumple la Superintendencia de Electricidad, organismo con jurisdicción nacional. La Superintendencia de Electricidad, debe supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Para operar el sistema eléctrico, se creó el Comité Nacional de Despacho de Cargas (CNDC). Este organismo es el responsable de la coordinación de la generación, la transmisión y el Despacho de Carga, a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

El Comité está conformado por un representante de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución, respectivamente, un representante de los Consumidores no Regulados y el representante de la Superintendencia de Electricidad.

Se definen como actores reconocidos para cada actividad del mercado con regulaciones diferenciadas: Los generadores cuya producción está sujeta a la libre competencia y a precios no regulados, pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados con distribuidores y consumidores no regulados, con el transportista que tiene regulados los precios y la calidad, los distribuidores son los responsables de abastecer a los consumidores regulados y los que son no regulados. Estos contratan en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica. La reglamentación establece que para ser consumidor no regulado se debe tener más de

1MW.

Las empresas de Generación, cualquiera de sus Accionistas, Socios Vinculados, Empresas Vinculadas, directa o indirectamente, no pueden ser titulares de derecho propietario equivalente a más del treinta y cinco por ciento (35%) de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional, en forma individual o conjunta. Queda excluida de esta limitación aquella capacidad instalada destinada a la exportación. La Superintendencia de Electricidad podrá autorizar que este límite sea excedido temporalmente, cuando por la magnitud de nuevos proyectos la participación de alguna empresa de Generación alcance un valor superior al establecido.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales

Existe un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), donde se realizan las transacciones de la energía, potencia y los servicios complementarios requeridos, está formado por:

- Mercado de contratos: con precios pactados libremente entre vendedores y compradores.
- Mercado Spot: con precios sancionados en forma horaria.

Los distribuidores abonan el precio spot y trasladan mensualmente las diferencias de tarifas. Los contratos entre los Agentes del Mercado son libres en cuanto a duración, condiciones y precios. Los Distribuidores deberán comprar por medio de contratos, por lo menos el 80% de la Potencia de Punta bajo su responsabilidad y en su zona de Concesión. Una vez cumplida esta obligación, los Distribuidores podrán comprar en el Mercado de Contratos y/o en el Mercado Spot el remanente de su demanda.

Los contratos obligatorios del Distribuidor se suscribirán, previo concurso entre los Generadores. El Distribuidor debe realizar el llamado a concurso, con una anticipación no inferior a dos meses a la fecha de entrada en vigencia, estableciendo el o los nodos de abastecimiento y el requerimiento de energía y potencia en cada uno de ellos. El Distribuidor adjudicará a la oferta y/o combinación de ofertas para la que el costo en abastecer el requerimiento, resulte el más conveniente. Si en el concurso, el Distribuidor no recibiese ofertas o éstas no son suficientes para cubrir la totalidad de su requerimiento, comprará en el Mercado Spot el remanente de su obligación de compra por contratos. En caso que el costo del suministro solicitado, evaluado con las ofertas recibidas en el concurso no le resulte, podrá solicitar a la Superintendencia que rebaje el porcentaje mínimo de contratación que establece el artículo 31 de la Ley de Electricidad.

Un Consumidor No Regulado, puede contratar el abastecimiento de toda o parte de su demanda, en cada uno de sus nodos, mediante Contratos de abastecimiento con Generadores o Distribuidores; estos contratos pueden ser pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y Potencia de Punta.

Los Precios de Referencia de Combustibles utilizados para la generación de electricidad, son calculados semestralmente por el Comité. Los Precios de Referencia de Combustibles líquidos, gasíferos y sólidos se determinará en base a su respectivo costo de oportunidad, tomando en cuenta los gastos de importación, impuestos y fletes,

necesarios para llevar el combustible hasta la Central. El consumo específico de referencia de combustible por cada Unidad Generadora, se definirá teniendo en cuenta la temperatura y distintos estados de carga de la capacidad efectiva. Para cada período diario característico, el Comité calculará el costo medio de producción de referencia en una Unidad Generadora, utilizando el Precio de Referencia de Combustible en la Central y el consumo específico de referencia en la Unidad Generadora. El valor obtenido se incrementará para tener en cuenta consumos propios de la central y en pérdidas de transformación. El valor máximo del costo de operación y mantenimiento de referencia, representativo en los costos variables de producción y que no correspondan a combustibles, será aprobado por la Superintendencia mediante resolución para cada tipo de tecnología en las Unidades Generadoras.

Los precios de Nodo para el suministro a las empresas de Distribución, son aprobados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad. El cálculo de los precios de Nodo es efectuado en base a los valores esperados de los costos marginales en el corto plazo de energía, para cada bloque horario establecidos por la Superintendencia de Electricidad. Determinará el precio básico de energía para cada bloque horario, como promedio ponderado de los costos marginales, antes calculados por los valores de demanda proyectados y establecidos con la tasa de actualización estipulada en la ley. Además, determina el precio básico de potencia de una punta, calculando la anualidad de la inversión y los costos fijos de operación, mantenimiento y administración, correspondientes a la unidad generadora más económica, destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de la demanda máxima anual del sistema. Este valor se incrementará en un porcentaje que resulta de considerar la no disponibilidad teórica del sistema. También calcula en factor de pérdidas de potencia y factores de pérdidas de energía en Transmisión, para cada uno de los Nodos del Sistema Troncal de Interconexión.

Transmisión: la remuneración y las fuentes de ingreso

La red de transporte en alta tensión que conforma el Sistema Troncal de Interconexión (STI), está compuesta por líneas en 230 kV, 115 kV y 69 kV. Siendo la longitud de las líneas del sistema de transporte STI de unos 1500 km, correspondiéndole aproximadamente a la red de 230 kV el 36%, a la de 115 kV el 58% y a la de 69 kV el 6%.

Este costo se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

El costo anual de inversión, será igual a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión, correspondientes a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado y será calculado multiplicando el indicado valor de la inversión por el factor de recuperación del capital, obtenido con la tasa de actualización que establece la Ley de Electricidad (10% anual) y una vida útil de 30 años.

Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, corresponderán como máximo al 2% de la inversión indicada en el inciso anterior. Este porcentaje podrá ser modificado en base a estudios que serán encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.

Distribución: el libre acceso a las redes, los modelos regulatorios.

La Ley de Electricidad no regula la actividad de generación, estableciendo para ella un mercado competitivo; mientras que las actividades de transmisión y distribución, se las mantiene reguladas considerando sus condiciones de monopolio. En los Sistemas Aislados, por el contrario, admite la posibilidad de integración vertical de estas actividades en una sola empresa.

La actividad de distribución está regulada, particularmente en los aspectos siguientes:

- Obligación de suministro a todos los consumidores en su área de concesión.
- Suministro a precios máximos regulados por la Superintendencia de Electricidad.
- Obligación de suministro con niveles de calidad establecidos en la legislación.

El Consumidor No Regulado, se define como aquel que tiene una demanda de potencia igual o mayor a un cierto mínimo (1.000 kW), y que está en condiciones de contratar en forma independiente el abastecimiento de electricidad con el Generador, Distribuidor u otro proveedor.

Los Distribuidores tienen obligación de contratar el suministro de por lo menos el 80 % de los requerimientos de energía de sus clientes protegidos (que no entran en la categoría de consumidores no regulados). En caso de no poder cumplir con esta obligación, el Distribuidor está habilitado a comprar el remanente en el Mercado Spot.

Fortalezas y debilidades de la regulación

Desde sus comienzos, el MEMB se caracterizó por la falta de competencia en el área de generación, dado el reducido número de participantes y la vigencia de un período de exclusividad para los mismos 5 años que caducaron en 1999, año en el cual quedó abierto el Mercado para que se instalen otras empresas de generación.

En sus primeros años (1994-1999) el MEMB se caracterizó por:

- Un gran porcentaje de transacciones en el Mercado Spot respecto a las realizadas en el Mercado de Contratos.
- Distribuidores poco incentivados a contratar la habilitación del pase a tarifa de Precio Spot, teniendo en cuenta que este último en el MEMB es poco volátil.
- Generadores que mayoritariamente venden en el Mercado Spot, declarando los costos máximos variables permitidos (Precio de Referencia del Gas Natural, Máximos Reconocidos para otros costos variables) y que perciben, mayoritariamente, remuneración por potencia.

El problema de la no contractualización del Mercado, se ataca eliminando los inconvenientes que la misma presentaba para los Distribuidores (defasaje Precio Básico / Precio Spot en la conformación de la tarifa), eliminando simultáneamente los

incentivos que los mismos podían tener para firmar contratos, en vez de intensificar los incentivos para contratar que pudiesen tener los Generadores.

A partir del 2000, con la apertura de la actividad de generación a nuevas empresas ya en vigencia, comienza una nueva etapa en el MEMB. El sistema pasa de una situación cercana al racionamiento en 1997, a una situación de sobreoferta; esta última como consecuencia de la expansión en 120 MW de la capacidad instalada en Guaracachi (ampliación realizada antes de la Apertura, puesto que fue ejecutada por un Generador Existente), la ampliación en 85 MW de la capacidad instalada hidro de la existente COBEE; y la instalación de dos TG de 42 MW cada una en Bulu Bulu, por parte de nuevos inversores. La situación de sobreoferta fue acentuada, por el hecho que la demanda total prácticamente no registró crecimiento en el 2000, previéndose un incremento muy bajo para el 2001.

En este nuevo escenario, no todos los generadores térmicos acceden a la Remuneración por Potencia, ya que la misma se aplica a todas aquellas unidades que contribuyen con su potencia firme al cubrimiento de la demanda máxima anual, siguiendo un criterio de eficiencia de acuerdo al costo variable de producción declarado por cada uno de ellos. Esta reducción no afectó a los Generadores Hidráulicos, ya que la metodología de cálculo de la potencia firme vigente en Bolivia, los ubica en el primer lugar, para el cubrimiento de la demanda máxima, con una potencia muy cercana a su potencia efectiva de generación.

La consecuencia natural de lo anterior, fue una fuerte reducción de los costos variables de producción declarados por los generadores térmicos, con el objetivo de posicionarse competitivamente para la asignación de Potencia Firme y de esta manera, asegurar la remuneración por potencia.

El hecho resultante es una baja pronunciada de los Precios de Energía en el Mercado Spot, en particular desde mayo del 2001, situación que en este momento persiste y que amenaza las economías de las empresas de generación, particularmente a aquellas que se encuentran en pleno período de amortización de su equipamiento.

En este contexto, la Superintendencia de Electricidad reduce significativamente el Precio de Referencia del Gas Natural.

En síntesis, la situación actual se caracteriza por:

- Gran porcentaje de transacciones en el Mercado Spot, respecto a las realizadas en el Mercado de Contratos.
- Sobreoferta de Generación. Baja tasa de crecimiento de la Demanda.
- Costos Variables declarados por debajo de los costos reales, con el objetivo de posicionarse competitivamente para la asignación de Potencia Firme.
- No todos los generadores térmicos reciben Remuneración por Potencia.

Resulta evidente que los precios actuales en el MEMB, no son suficientes para garantizar el normal funcionamiento de las empresas de generación, en particular de aquellas que poseen importantes compromisos financieros relacionados con las inversiones realizadas.

La situación presente es consecuencia, como se ha mencionado, de la competencia existente entre los generadores por acceder a la remuneración por potencia. Es de suponer, en un primer análisis, que en la medida que la demanda máxima del MEMB crezca y consiguientemente, la mayoría de los generadores térmicos accedan a la remuneración por potencia, esta virtual “guerra de precios” se desactivará, tendiendo a registrarse declaraciones de costos variables basadas en el Precio de Referencia del Gas Natural, tal como sucedió en el período 1994-99. Debe tenerse presente que tal Precio Referencial es en este momento significativamente menor al vigente hasta abril del 2001.

Asimismo, dos factores relevantes tienden a retrasar este momento de “recuperación” del Mercado: el bajo crecimiento de la demanda registrado y previsto, y la incorporación de una planta de generación hidráulica de 84 MW (Taquesi), cuya incorporación fue decidida con anterioridad a la baja de precios de los años 2000/2001.

Es relevante recalcar, que la situación de precios bajos en el MEMB, se da principalmente como consecuencia de la competencia entre generadores térmicos por recibir remuneración por potencia. Y afecta a las economías de las empresas de generación, debido a que las mismas, comercializan casi la totalidad de su producción en el Mercado Spot. Por lo tanto, todo cambio normativo que desincentivase a los generadores a declarar precios muy bajos para obtener remuneración por potencia, podría incidir en la recuperación de los Precios Spot.

En ese sentido, una propuesta de cambio que asegure la asignación de Potencia Firme a todo generador por la cantidad de potencia que el mismo tenga contratada, podría permitir una recuperación de los Precios Spot, a la vez que sería un fuerte incentivo para los Generadores a realizar contratos.

Una medida de este tenor correctamente implementada, con contratos transparentes asignados a generadores, como resultado de un proceso de licitación, podría representar una salida a dos de los problemas más relevantes que presenta el MEMB: la falta de contractualización, y por lo tanto la imposibilidad de utilizar esta herramienta como impulsora de nuevas inversiones en el área de generación. La depresión de precios en el Mercado Spot producto de la competencia por la asignación de Potencia Firme a los generadores térmicos.

Reestructuración del Sector Gas natural en Bolivia

A fines de 1993, se inició el proceso de modernización del Estado Boliviano. En el sector de energía, se realizó el proceso de transformación de la política energética, con la modificación del marco legal, la reorganización institucional del sector de hidrocarburos y la capitalización de Yacimientos Petrolíferos fiscales bolivianos (YPFB).

Como resultado del proceso de capitalización del sector hidrocarburos, YPFB, dejó la actividad productiva para transformarse en la contraparte boliviana en los contratos de riesgo compartido, a nombre y representación del Estado, suscritos con las empresas privadas petroleras que operan en el sector *upstream*.

El 28 de octubre de 1994, se promulgó la Ley del sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), con el No.1600. Mediante esta ley se crea la Superintendencia de Hidrocarburos, con el objetivo de regular, controlar y supervisar aquellas actividades originadas en las concesiones y licencias: transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos, refinación e industrialización de petróleo, comercialización interna de productos refinados de petróleo y gas natural. Evitar prácticas monopolistas y precautelar los intereses de la sociedad.

El 30 de abril de 1996, se promulgó la nueva Ley de Hidrocarburos con el No.1689. Esta ley establece el derecho a personas individuales, colectivas, nacionales o extranjeras, para realizar una o más de las actividades petroleras de exploración, explotación, comercialización, transporte, refinación, industrialización y distribución de gas por redes.

Para realizar las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, la ley determina que las empresas necesariamente deberán celebrar contratos de riesgo compartido con la empresa estatal del petróleo YPFB.

Las empresas que se dediquen a las actividades del *Downstream* (transporte, refinación, industrialización y distribución de gas por redes), deberán solicitar una concesión de servicio y estarán sujetas a la fiscalización de las actividades por la Superintendencia de Hidrocarburos del sistema de Regulación Sectorial.

Las nuevas estructuras institucionales

La transformación en Bolivia, empezó con la organización institucional del sector hidrocarburos, a fines de 1993. Se promulgaron las disposiciones legales siguientes: Ley de Ministerios del Poder Ejecutivo, del diecisiete de septiembre de 1993; Decreto Reglamentario No. 23660; Ley del Sistema de Regulación Sectorial, del veintiocho de octubre de 1994; Ley de Hidrocarburos, del treinta de abril de 1996 y Reglamento de la Organización Institucional del Sector Hidrocarburos.

Mediante dichos instrumentos legales se dividieron las atribuciones normativas, reguladoras y fiscalizadoras en tres entidades del Estado totalmente autónomas:

- a. ***Viceministerio de Energía e Hidrocarburos*** (Originalmente denominada Secretaría de Energía). Dependiente del Ministerio de Desarrollo Económico del Poder Ejecutivo, con las atribuciones normativas de proponer, elaborar, ejecutar y efectuar el seguimiento de las políticas sectoriales, promocionar la inversión en el sector hidrocarburos, nombramiento de oficio y recibir solicitudes para nominación de áreas para la exploración y otorgar permisos para reconocimiento superficial, entre otras.

Se suprimió de su estructura organizativa la Dirección General de Hidrocarburos que tenía a su cargo la atribución de fiscalizar la actividad hidrocarburífera.

b. Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE)

Entidad autónoma, creada mediante la Ley del Sistema de Regulación Sectorial No. 1600, en fecha veintiocho de octubre de 1994. Con el objetivo de regular, controlar y supervisar las actividades en los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, aguas y cualquier otro sector que en el futuro fuera sometido a regulación.

El SIRESE, como parte del poder ejecutivo, bajo la tuición del Ministerio de Desarrollo Económico, está regido por la superintendencia General y las Superintendencias Sectoriales.

Los Superintendentes son elegidos por el Presidente de la República, de una terna propuesta por el poder legislativo. El Superintendente General dura en sus funciones siete años y los Superintendentes Sectoriales cinco años.

- **Superintendencia General**

El Superintendente General tiene, entre otras, las funciones de:

- ◆ Conocer y resolver de manera fundamentada, los recursos jerárquicos contra las resoluciones de las Superintendencias Sectoriales de acuerdo a las normas vigentes.
- ◆ Fiscalizar y emitir opinión sobre la eficiencia y eficacia de la gestión de los Superintendentes Sectoriales.
- ◆ Dirimir y resolver los conflictos de competencia que se susciten entre los Superintendentes Sectoriales.

- **Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial**

Su área de responsabilidad es la regulación de las actividades del *Downstream*, Transporte de petróleo, sus productos refinados, gas natural, refinación de petróleo e industrialización y distribución de gas natural por redes de distribución.

Tiene entre otras, las atribuciones siguientes:

- ◆ Promover la competencia y la eficiencia en las actividades reguladas e investigar posibles conductas monopolistas, anticompetitivas y discriminatorias que pueden ir contra el interés público.
- ◆ Otorgar, modificar, renovar y disponer la caducidad o revocatoria de las concesiones, licencias, autorizaciones y registros para la construcción y operación de gasoductos, refinerías, plantas de mezcla de lubricantes, plantas de almacenaje, distribución de gas natural por redes, estaciones de servicio, distribución de productos refinados del petróleo, GLP y GNC.
- ◆ Fiscalizar de acuerdo a los reglamentos específicos las operaciones de toda instalación del *downstream*.

- ◆ Fijar precios máximos para el mercado interno de productos refinados de petróleo, GLP de plantas y comercialización de gas natural.
 - ◆ Aprobar, regular y fiscalizar las tarifas de transporte por gasoductos y las de distribución de gas natural por redes.
 - ◆ Establecer periódicamente los volúmenes totales requeridos para satisfacer la demanda interna de gas natural.
- c. ***Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.*** En 1996, se transforma la empresa operativa integrada en empresa fiscalizadora, únicamente del *upstream* y esencialmente promotora de inversión privada en las actividades de exploración y la producción de hidrocarburos.

La empresa mantiene su autonomía administrativa, técnica y financiera. Como empresa estatal, en lo político depende del Poder Ejecutivo, a través del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

El artículo 73 de la Ley de Hidrocarburos, y el artículo 5 del Reglamento de la Organización Institucional del Sector Hidrocarburos, dispone que YPFB tenga las atribuciones siguientes:

- Convocar a licitaciones, adjudicar, suscribir, supervisar y administrar contratos de riesgo compartido con empresas privadas dedicadas a la actividad del *upstream*.
- Autorizar la cesión, transferencia o subrogación de derechos y obligaciones emergentes de los contratos de riesgo compartido y suscribir los respectivos contratos modificatorios.
- Administrar los contratos de exportación de gas natural suscritos con la República Argentina y la República Federativa del Brasil, de acuerdo al reglamento de comercialización de gas natural.
- Aprobar el plan de desarrollo de campos y supervisar la explotación.
- Certificar los volúmenes de producción de hidrocarburos
- Administrar el Centro nacional de Información Hidrocarburífera
- Supervisar y fiscalizar la quema y venteo de gas natural que tenga autorización expresa del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio

La actividad de regulación involucra el dictado y actualización de normas que marcan las pautas a seguir por la industria del gas, con miras a reglamentar la actividad, para alcanzar los objetivos propuestos de generar competencia y coadyuvar a la solución de los conflictos suscitados entre los sujetos que participan en la actividad de regulación.

a.5) *Ámbito*

Dentro de la actividad del gas natural están sujetos a regulación el transporte, la distribución y la comercialización.

Los sujetos activos de la industria reconocidos para cada actividad de mercado son:

- **Los productores**, titulares de un contrato de riesgo compartido con YPF, para explotación de hidrocarburos, que extraen gas natural de yacimientos ubicados en el territorio boliviano.

Quienes celebran contratos de riesgo compartido con YPF para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Se exceptúa de la libre comercialización los volúmenes de gas natural, requeridos para satisfacer el consumo interno y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPF, antes de la vigencia de la Ley de Hidrocarburos No. 1689, de abril de 1996.

- **Los transportadores** (Transredes), titulares habilitados mediante concesión administrativa otorgada por la Superintendencia de Hidrocarburos, para prestar el servicio de transporte del gas natural, desde los puntos de ingreso del gas al sistema de transporte, hasta los puntos de entrega a los cargadores (distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores). Constituyen monopolios naturales en su área de operación. Tienen reguladas las tarifas. Esta actividad se rige por el principio de transparencia que obliga al concesionario a llevar su documentación y contabilidad actualizada, haciendo accesible a la superintendencia de Hidrocarburos sus sistemas de operación, administración y costos.
- **Los distribuidores** (YPF y cuatro privados), titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales, no contratan su suministro en forma directa. Constituyen un monopolio natural. Con precios regulados por el SIRESE. Los distribuidores, realizan las operaciones de compra de gas natural directamente del productor.
- **Intermediarios**, son los que compran y venden hidrocarburos por cuenta de terceros.
- **Consumidores directos**, son los que compran gas natural mediante negociación directa con los productores.
- **Los consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación.

a.6) Objetivos

Los objetivos de la regulación del transporte y distribución del gas natural son:

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.

- Promover la eficiencia y continuidad del servicio de transporte de gas.
- Promover la competitividad y evitar las prácticas monopolistas.
- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte.
- Asegurar que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables. Aprobar o fijar las tarifas de transporte en los casos: 1) cuando su participación sea requerida por los sujetos; 2) por gasoductos existentes; 3) productores con una concesión.

a.7) Características

El marco regulatorio establece:

a.7.1) Transporte y distribución

El transporte y distribución de gas natural deben ser realizados por el sector privado.

La Superintendencia de Hidrocarburos, es responsable de otorgar concesiones. En caso que la construcción de un gasoducto sea considerado de interés público, el SIRESE por requerimiento del Viceministerio de Energía, procederá a la licitación pública, para la concesión de la construcción y operación del mismo.

Las concesiones de transporte no tienen carácter de exclusividad y son otorgadas por SIRESE a través de una solicitud de los interesados, que cumplan con los requisitos establecidos en las normas legales. Con carácter previo a la emisión de la resolución de la concesión, se da un plazo para presentar un memorial de oposición a aquellos que se sienten afectados por la concesión.

La Superintendencia de Hidrocarburos en coordinación con los Gobiernos Municipales, debe dar la concesión de la distribución de gas natural por redes, a través de un proceso de licitación pública.

Las concesiones para la provisión de los servicios, son otorgadas en un plazo máximo de 40 años.

- Las ampliaciones de capacidad, mejoras, sustituciones, extensiones y ramales en los gasoductos existentes o gasoductos nuevos que se interconecten con éstos y que fueron previstos en la concesión otorgada, no requieren de un nuevo trámite de concesión, pero deben cumplir con los requisitos establecidos en el marco legal. Los gasoductos propuestos como nuevos proyectos y que no fueron previstos en la concesión otorgada, deberán contar con una nueva concesión.

La construcción de los gasoductos, instalaciones y equipos desde el inicio hasta la puesta en marcha están sujetas a la fiscalización por el SIRESE.

Los transportadores y distribuidores gozan de los derechos de servidumbre previstos en la Ley. En caso de no llegaran a un acuerdo con los propietarios para fijar el monto de las indemnizaciones que pudieran corresponder, pueden acudir al Viceministerio de

Energía e Hidrocarburos (VMEH), para que proceda a la expropiación. El VMEH, hará conocer los trámites de expropiación al Gobierno Municipal que corresponda.

Los transportadores no pueden comprar ni vender gas, con excepción de:

- Las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo, como combustible.
- El gas natural necesario para llenar el contenido de la tubería en el inicio de las operaciones, para el mantenimiento y operación de los sistemas de transporte.
- Al finalizar el período de concesión, el concesionario devolverá al estado un sistema en pleno funcionamiento e incorporará las mejoras necesarias de acuerdo a los avances tecnológicos.

a.7.2) Comercialización

Con el objeto que el mercado tienda a ser transparente, abierto y competitivo, se establecieron principios y procedimientos específicos. El SIRESE, cuenta con información adecuada y veraz, de las transacciones que realizan los sujetos que comercializan gas. Esta información se publica periódicamente.

El SIRESE, es el responsable de establecer los usos de gas natural en el mercado interno.

El SIRESE, determina los volúmenes que cada productor de gas natural debe reservar para el consumo interno, desde el primero de enero de cada año hasta los próximos diez años (uso del año anterior multiplicado por diez).

Las empresas capitalizadoras (Andina SA. y Chaco SA.), han asumido los derechos y obligaciones con respecto al suministro de gas natural para el consumo interno de Bolivia, bajo los términos y condiciones de los contratos que tenía YPFB, antes del proceso de capitalización.

Cualquier productor puede comercializar libremente su gas en el mercado interno, con los volúmenes y plazos que exceden a los indicados en los contratos citados en el párrafo anterior.

a.7.3) Exportación

YPFB, ya no es responsable de la operación productiva de gas natural en Bolivia, a partir de la capitalización de la Empresa, pero legalmente es el responsable del cumplimiento del contrato de compraventa de gas que suscribió con Petrobras. Esa situación llevó a crear mediante disposición legal, la figura del *agregador* y firmar contratos de corresponsabilidad (contratos “*back to back*”) de provisión de gas con Brasil con las empresas productoras de gas.

El *agregador*, es el responsable de sumar a la producción del gas natural boliviano, con la finalidad de cumplir con el suministro de gas estipulado en el contrato de exportación suscrito con Petrobras.

Los contratos (“*back to back*”) para la exportación de gas natural a Brasil entre YPFB y los productores de gas, son acordados en base a las mismas condiciones que YPFB suscribió en el contrato de suministro con Petrobras. Los derechos y obligaciones contractuales del *Agregador*, incluyendo las obligaciones y derechos que estipulan las cláusulas de Entregar o Pagar (*delivery or pay*), Transportar o Pagar (*carry or pay*) y Recibir o Pagar (*take or pay*). Estas obligaciones son traspasadas a los productores en la proporción volumétrica de su participación contratada en la exportación. En los contratos *back to back* se incluyen también previsiones en relación a las especificaciones, balances, penalidades, garantías, fuerza mayor y cualquier otra previsión que sea relevante.

Como agente y en representación de los productores, es responsabilidad del *Agregador* contratar como cargador en el gasoducto de Brasil, desde el punto de entrada hasta la frontera Bolivia-Brasil, bajo la modalidad de transporte firme, correspondiente a los compromisos de volumen de exportación del contrato con Petrobras.

La producción y reserva incremental de gas natural, que está por encima de la requerida para satisfacer el consumo interno y cumplir con los contratos de exportación pactados por YPFB antes de la vigencia de la Ley de Hidrocarburos No.11689, de abril de 1996, puede ser libremente exportada por el productor.

Para la exportación de gas producido en Bolivia, el productor debe obtener el permiso de exportación del SIRESE, detallando los volúmenes anuales y totales a ser exportados. El permiso es dado para el volumen que no exceda las reservas probadas exportables, no contratadas del productor.

a.7.4) Importación

Existe libre tránsito de gas natural por territorio boliviano.

No se requiere permiso de exportación para el gas que se importa con fines de reexportación. Es requisito, informar al SIRESE y al *Agregador* de los volúmenes involucrados.

a.7.5) Previsiones para evitar posiciones dominantes y vinculantes

La cadena que compone el sector de gas natural en Bolivia, está segmentada verticalmente. La red interna de transporte de gas es propiedad de la empresa Transredes y la distribución está segmentada horizontalmente con empresas que tienen el monopolio en cada una de las ciudades donde se distribuye gas. Por lo tanto, aunque la Ley no da la exclusividad de servicio a ninguna empresa, por el tamaño del mercado, en la práctica el transporte y la distribución de gas, son monopolios naturales.

La Ley establece que los transportadores y distribuidores, no pueden realizar actos que impliquen competencia desleal, ni abuso de su posición dominante en el mercado.

Los transportadores y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros en la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas, la cual no está comprometida para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas por las partes.

Ningún transportador o distribuidor puede ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones. El SIRESE de Hidrocarburos es responsable de supervisar que no ocurran abusos por posiciones dominantes.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución

La tarifa del gas a los consumidores es el resultado de la suma de:

- Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte.
 - Tarifa de transporte.
 - Tarifa de distribución.
- a.8) Precio del gas natural en boca de pozo y a la salida del sistema de transporte

Consecuente con la reforma del sector, se estableció un período de transición de cinco años (1996-2001). En dicho período el Estado fijó los precios de venta al consumidor y los productores firmaron contratos con los sujetos del mercado (grandes consumidores y distribuidores).

El marco legal establece la mecánica de cálculo del precio de venta del gas a los grandes consumidores (plantas termoeléctricas e industriales) y empresas distribuidoras, para el período postransición o para cuando los contratos precapitalizados existentes concluyan, tal es el caso:

- Se determina el precio ponderado de venta de exportación puesto en boca de pozo.
- Al precio señalado en el párrafo anterior, se suma la tarifa de transporte de gas natural para el mercado interno.
- El precio del gas natural que incorpora la tarifa de transporte, señalado en el párrafo anterior, se multiplica por el factor 1.1494, el resultado es el precio de venta en el punto de entrega.

a. Tarifas de transporte y distribución

Las tarifas de transporte por gasoducto y las de distribución por redes de gas natural, deben ser aprobadas por el SIRESE, bajo los siguientes principios:

- Asegurar el costo más bajo a los usuarios de los sistemas, precautelando la seguridad y la continuidad de los servicios.
- Permitir a los concesionarios, bajo una administración racional y prudente, percibir los ingresos suficientes para cubrir todos sus gastos operativos e impuestos, exceptuando el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, depreciaciones y costos financieros, de esta manera obtenemos una tasa de retorno adecuada y razonable sobre su patrimonio neto.

- En aquellos casos, en que el transportador negocie un descuento a la tarifa con cargadores específicos, el mismo tiene que estar basado en la reducción de la rentabilidad y en ningún caso, en la reducción de los costos de operación o en la asignación de costos adicionales a otros cargadores.

El transportador puede negociar con los cargadores potenciales, cuando existen los niveles y estructura de las tarifas máximas de transporte, así como los términos y condiciones del servicio. El acuerdo, será sometido a aprobación del SIRESE. Si no existe acuerdo, las partes pueden recurrir al SIRESE para que de una solución al impasse.

Las tarifas que se aplican a partir de mayo del 2001 y hasta el año 2019, son las tarifas “estampilla” de Flujo de Caja.

Para que el SIRESE apruebe las tarifas máximas de flujo de caja, el solicitante de una concesión, debe presentar el flujo de caja fundamentado y detallado, para un período de veinte años. Se calcularán las tarifas para el mercado interno y para el mercado de exportación.

Las tarifas son determinadas, de manera que la tasa de retorno sobre el patrimonio en dólares nominales no exceda las tasas establecidas por el marco legal, para gasoductos nuevos, existentes, con expansiones y ampliaciones. En la determinación de las tarifas, se incorpora la tasa de inflación de la moneda norteamericana, establecida por el Fondo Monetario Internacional en los últimos cuatro años, y las tasas de interés para préstamos de la banca internacional.

El porcentaje máximo del patrimonio sobre el total del capital, no debe pasar del 40%, salvo en los casos de gasoductos nuevos de exportación que no cuenten con contratos de compraventa en el largo plazo y de gasoductos con destino al mercado interno, en estos casos, se acepta que el porcentaje máximo del patrimonio sobre el total del capital llegue al 50%.

Las revisiones de las tarifas se hace cada cuatro años, con un sistema tarifario proyectado para los próximos 20 años.

Acceso abierto y asignación de capacidad

Los concesionarios del transporte de gas natural por gasoductos. Por Ley, están obligados a permitir el libre acceso indiscriminado de terceros en la capacidad disponible de transporte en sus gasoductos, con respecto a los contratos de servicio firme y sin interrupción.

Cuando un cargador que requiere acceso a la capacidad disponible de transporte es rechazado por el concesionario, puede solicitar la intervención del SIRESE, quien buscará la solución al diferendo.

Fortalezas y debilidades de la regulación

La regulación permite el libre acceso de nuevos actores, pero el pequeño tamaño del mercado y las grandes distancias entre los centros de producción y los puntos de demanda no favorecen la concurrencia.

Por las características del mercado, los precios del gas en boca de pozo, no son de competencia.

Existe una asignación de volúmenes a las empresas productoras para la atención al mercado interno, solo son negociables los volúmenes incrementales.

Para la exportación, el marco regulatorio es muy liberal.

Evolución esperada de la regulación

Bolivia, con un mercado de consumo muy pequeño, tiene necesidad de un sistema regulatorio muy bien diseñado, que por una parte, proteja los intereses de los consumidores del gas y por otra, sea ecuánime con los prestadores de los servicios, para que obtengan una rentabilidad razonable bajo un sistema contable bien controlado.

Brasil:

En el Mercado energético brasileño es de destacar el rol; y el peso institucional que mantienen los actores previos del sector, como “Eletrobras” y “Petrobras”. La expansión de la transmisión eléctrica, de la generación eléctrica y el transporte de gas dependen fuertemente de las decisiones de estas empresas.

La ley 9074/95 creó las condiciones para el comienzo de un mercado de competencia en el subsector eléctrico. Sin embargo, se introdujeron elementos que no permitieron el desarrollo de un mercado competitivo, tales como:

- Una larga transición del modelo estatal al privado, que requirió muchas reglas de transición que afectaron el modelo objetivo.
- Un alto nivel de riesgos para los inversores en generación, debido a las características estructurales de hidroelectricidad, a los elementos regulatorios no definidos y a la regulación de traspaso de precios, que no asegura el riesgo cambiario y además fue modificado durante la transición.
- Inadecuada sincronización del modelo de privatización del gas con el de energía, porque existen diferentes reglas de ajuste de los precios de gas y de la electricidad. Los costos de transporte de gas no son consistentes con los del transporte eléctrico, siendo estampillados en el primero y por distancia (pero bastante suavizados por la metodología aplicada) en el segundo. Debido a las distorsiones en las señales de localización, se modificó el transporte de gas nacional para que sea representativo de la distancia, pero se mantiene el estampillado en la importación.
- La existencia de múltiples organismos (algunos creados durante la transición) que afectan el desarrollo del mercado.

- La decisión ante emergencias, de involucrar a las empresas estatales para solucionar las mismas, lo que introduce dificultades para reconocer el camino elegido.

Debido a la crisis energética del último año, el gobierno el 9 de enero de 2002, por medio de la Câmara de Gestão da Crise de Energia, divulgó un plan de revitalización del mercado algunas de cuyas medidas son:

- La extinción del MAE (Mercado Atacadista de Energía) por el MBE (Mercado Brasileiro de Energía Eléctrica). El mercado deja de ser autorregulado para ser controlado por la ANEEL. Las empresas estatales no podrán vender energía en el MBE, pero se definió un cronograma donde se establece la participación incremental de las empresas estatales en el MBE.
- La regulación por la ANEEL del precio de venta de la energía de los generadores estatales que dejan de vender al precio del mercado.
- A los consumidores libres se los obliga a contratar su suministro (más de 3.000 kW y 69 kV).
- Revisión de las tarifas de transmisión para que sean más representativas de los costos.
- Asignar la función de suministrador de última instancia al distribuidor.
- Aumentar las exigencias de contratación bilateral al 95 %. Desde que la crisis amainó, a principios de 2002 (debido a que las expectativas de reducción del consumo se superaron ampliamente, y que empezó a llover y ahora los embalses están llenos), los requerimientos de contratación bilateral han sido relajados.
- Asumir la contratación de generación de reserva por toda la demanda.
- Eliminación de subsidios cruzados, que busca reducir la diferencia entre las categorías industrial e residencial.

En el subsector gas existe un proceso de transformación paralelo al del subsector eléctrico. La enmienda Constitucional No.9/95, establece que el monopolio del petróleo no sea más ejercido por la empresa estatal. De esa enmienda se puede resaltar lo siguiente:

- Si bien, se ha avanzado en la separación de las actividades del transporte y la producción de gas con los métodos establecidos para los cálculos de los precios máximos de gas y las tarifas máximas de transporte, todavía la regulación actual no representa la separación definitiva que se espera.
- La estructura contractual existente crea las mayores dificultades para la separación real de la comercialización y el transporte. Los contratos de abastecimiento de gas de producción nacional, no prevén separación alguna del transporte, consideran la entrega del gas a las distribuidoras como un paquete cerrado y no discriminan el origen y destino de los volúmenes transportados.

- La permanencia de una parte significativa del sector como monopolio del Estado (98%), dificulta la capacidad del regulador y desincentiva la concurrencia de actores independientes a las actividades que componen la cadena gasífera. Dista mucho para conseguir en Brasil la generación de mecanismos de competencia por la posición dominante que tiene la empresa del Estado y por la lentitud del crecimiento del mercado.

En resumen, el estado brasileño no ha podido implementar una participación del Estado en ambos subsectores, que sea compatible con los requerimientos del sector privado, debiéndose enfrentar a una crisis de suministro y a una falta de utilización de los gasoductos durante el periodo inicial.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Brasil

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales

La transformación del Sistema Eléctrico Brasileño, tuvo características particulares propias del recurso básico disponible en el sistema eléctrico, que es el hidroeléctrico y su historia previa.

En 1995 el modelo previo, que fue exitoso en la realización de innumerables centrales hidráulicas y por generar un grado de abastecimiento de su población acorde con países de desarrollo medio alto, estaba agotado por motivos similares que en el resto de los países de la región. Veintitrés obras paralizadas (11500 MW) y treinta y tres concesiones de centrales hidráulicas no iniciadas, mostrando dificultades financieras y de gerencia en la construcción de nuevos emprendimientos. Ese mismo año, el tesoro tuvo que asumir deudas por 26 mil millones de dólares y en el 95 por 3 mil millones adicionales, debido a tarifas subsidiadas.

En el marco mencionado, en 1996, el gobierno decide modificar la legislación vigente, que mantiene muchos aspectos similares con las leyes que le restan verticalidad a la industria, promueven la inversión privada en todas las ramas de la actividad, favorecen la libre elección del proveedor y crean un mercado spot y otro de contratos.

Existe una gran diferencia con otras transformaciones en el sector:

- La propiedad de los activos era compartida por la Nación y los estados provinciales, (generación 65% / 35% y distribución 20% / 80%, lo cual representa una complejidad administrativa).
- El crecimiento del consumo de energía era importante como resultado del plan Real.
- Posee un sistema puramente hidráulico y con múltiples centrales sobre una misma cuenca. De permitirse la declaración de precios en forma individual, se comprometería la optimización hidráulica (pocos antecedentes internacionales de múltiples centrales en una misma cuenca a privatizar entre diferentes inversores).

En el marco mencionado se tomaron las siguientes decisiones:

- Operador del sistema obligatorio, optimizando el despacho.
- Precios diferenciados en grandes regiones, por ejemplo: sur, sudoeste, etcétera, para dar sólo señales económicas en las grandes regiones.
- Contratos financieros, los contratos iniciales tienden a no modificar el precio previo.
- Agente financiero para obras hidráulicas.

Con argumentos técnicos que demuestran la dificultad de valorar adecuadamente las declaraciones de precios, la capacidad de almacenaje en una cuenca con centrales en cascada (pero no insalvables), se tomaron decisiones sobre la estructura regulatoria que claramente definen un caso único. Para evitar los problemas de declaración individual de precios y de valuación del almacenaje, se decide la optimización de todas las centrales en forma centralizada, es decir, los operadores no tendrán ningún poder de decisión sobre el uso de las mismas.

Para evitar los riesgos hidráulicos que cada inversor tendría que tomar en cuenta por la aleatoriedad de la hidraulicidad, se decidió entregar a cada central una cuota/parte de la generación hidráulica general, con independencia si es generada por su central u otra. Esto llevó a la creación de un mecanismo para localizar la energía y transferir comercialmente la energía sobrante de la cuota/parte de una central a otra, generando menos que su cuota/parte.

Con el objetivo de disminuir los riesgos, se procuró facilitar el financiamiento de las centrales hidráulicas y en consecuencia, tomó alto peso el planeamiento que se llama indicativo, en cuanto a la oferta, convirtiendo en mandatario el planeamiento del transporte, que incluye las líneas estratégicas que permiten evacuar energía de centrales óptimas.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales

El mecanismo de fijación de precios es el correspondiente al precio marginal, donde se debe tener en cuenta que en un sistema puramente hidráulico, el valor esencial que fija la política de operación de embalses es el costo de falla que se fijó en 684 R\$/MWh (aproximadamente 300 mil U\$/Kwh.).

Este valor, en conjunto con el costo de las centrales térmicas y los aleatorios de aportes, fija la calidad esperable del sistema con un equipamiento determinado. El sistema se diseña, históricamente, para un riesgo de 5% de las series hidráulicas.

Evidentemente, un mercado con una oferta hidráulica tan importante, tiene precios spot que varían en función de la situación hidráulica, donde en grandes números, aproximadamente un 20% de los años, se dan condiciones de vertimiento, en los últimos años más del 20% de las situaciones son críticas y el 60% restante son de requerimiento térmico creciente.

Sólo el 15% de las series muestran precios superiores al medio y muy dependientes del valor del costo de falla fijado, es decir, que pueden existir casi siete años con precios inferiores al medio y cinco años donde el precio es muy bajo.

Lo mencionado anteriormente, dificulta cualquier inversión planteada en el mercado spot, y quizás, ese fue el motivo que llevó al sistema Brasileño a ser un sistema con obligación de estar contratado (85%), donde la competencia se da en el ambiente contractual y el mercado spot sólo en un mercado de venta ocasional.

Transmisión: la remuneración y las fuentes de ingreso

El transporte es planificado por el organismo encargado del despacho y aprobado por el regulador, siendo sus obras de carácter obligatorio.

La metodología de pago consiste, básicamente, en definir que el 50% lo paga la demanda y el 50% lo paga la oferta; con señales locacionales dependientes del uso en horas de demanda máxima o de la potencia instalada. Sin embargo, inicialmente cuanto menos, esa señal locacional queda amortiguada por los efectos que produce una resolución, donde la señal se aplica sólo parcialmente, resultando en consecuencia una tarifa de transporte con un fuerte sesgo de estampilla.

Distribución: el libre acceso a las redes, los modelos regulatorios

Respecto a la distribución, la regulación es similar a la de Argentina, salvo que los contratos no implican garantía física y el precio mayorista que se permite pasar a los usuarios se define en la autorización de cada contrato, cuyo precio en términos generales, no debe superar un valor normativo fijado por el regulador.

Para el contratante, no basta con lograr la autorización del Regulador, debido a que, ante un plan hacia el 2005 de liberar los usuarios, eventuales contratos en el largo plazo a precios inadecuados, pueden tener consecuencias comerciales importantes. Por lo tanto, los distribuidores tienen la obligación de contratar, pero a su vez, tienen un riesgo en el largo plazo si el contrato tiene un valor poco conveniente.

Desde otro punto de vista, en la medida que exista restricción de suministro por escasez de energía, el problema es comunitario y no se habilita la formación de contratos físicos.

Fortalezas y debilidades de la regulación

Desde los inicios del periodo de privatización ya era evidente la escasez de oferta, el regulador fijó contratos por cinco años, con reducciones posteriores del 25% por año a partir del 2002; introduciendo lentamente los precios del mercado de competencia, con concesiones de operación y construcción de nuevas usinas otorgadas, pero no iniciadas. Es decir, casi toda la demanda hasta el año 2002, tiene precios que dependen principalmente de contratos cuyos precios son los fijados en los contratos iniciales. Por lo tanto, hasta ese año la influencia del mayor costo marginal de la nueva generación en el mercado, casi no tuvo influencia en el costo de la energía a los usuarios.

Otra característica, es el peso institucional que los actores previos del sector, como “Eletrobras” y “Petrobras”, mantienen en el sistema. Uno de ellos, cuanto menos integrando los grupos de planeamiento y el otro manejando con el peso histórico, el suministro de gas en las centrales.

La ley 9074/95, creó las condiciones para el comienzo de un mercado de competencia. Sin embargo, se introdujeron los factores de riesgos que se detallan a continuación y que de alguna manera, colaboraron para alcanzar la situación por la cual atraviesa hoy día el sistema Brasileño.

- a) Larga transición del modelo estatal al privado.
- b) Riesgos regulatorios y sistémicos. Sin duda, las características de un sistema con más del 90% de oferta hidráulica y condiciones plurianuales de comportamiento hídrico, que puede implicar pasar por siete años ricos, conllevan riesgos operativos mayores. Los generadores térmicos, en el caso de firmar contratos, estarán sujetos a riesgos de no ser despachados en periodos prolongados; como también podrán, ante fallas prolongadas de su equipamiento, estar obligados a comprar en un mercado spot de precios elevados, dependiente del costo de falla fijado. En el caso de los hidráulicos, a pesar que la regulación intentó minimizar los riesgos con elementos especiales, como el mecanismo de relocalizar la energía, quedaron en cabeza de los inversores dos riesgos importantes: la obtención de la licencia ambiental cada día más compleja y el uso del agua, no eléctrico, al crearse tardíamente la Agencia Nacional de Agua (el último año).
- c) Falta de una adecuada sincronización del modelo de privatización del gas con el de energía. Se observa el poder de mercado en el transporte del fluido; diferentes reglas de ajuste en los precios de gas y electricidad, en definitiva, un mercado del gas desajustado. Mientras que por el otro, su comportamiento resulta determinante, por ser el que de alguna manera, define el precio en el largo plazo de la energía eléctrica en Brasil, cuya expansión se piensa en esta etapa corresponde al gas. La distribución de gas está en manos de monopolios estatales, a los cuales los generadores térmicos no pueden dejar de comprar, lo que introduce un nuevo agente en el negocio, con el cual se acuerdan las condiciones de suministro. No resulta consistente un mercado inflexible como el del gas, frente a vendedores de energía eléctrica que tienen que afrontar un mercado de competencia en el mediano plazo con la liberación de los usuarios. Los problemas remanentes que se observan son: la imposibilidad de ajuste simultáneo del precio de la energía eléctrica y del gas; los contratos de gas, que por su extensión, no mantienen la flexibilidad necesaria para un mercado eléctrico que se proyecta competitivo, a precios todavía no descubiertos; la consecuente falta de garantía de venta de energía eléctrica generada.

Análisis sobre los posibles motivos de la falla en el desarrollo del mercado.

Parecería que la falla en la etapa transitoria de desarrollo del mercado en Brasil, se debe a una serie de factores que podrían ser:

- El excesivo tiempo tomado para realizar la transformación, lo que indica que no existía suficiente poder o convencimiento para la aplicación del nuevo modelo.
- Un país con riesgo cambiario alto, donde no se definió con precisión la forma de mitigar ese riesgo a los inversores.
- Demasiados organismos interviniendo en los procesos de acceso de un nuevo agente, con tiempos excesivos de gestión.

- Decisiones regulatorias que se entienden erróneas, como la de fijar un precio normativo de traspaso a los usuarios, y luego tratar mediante negociaciones, la modificación de los mismos, cediendo en aquellos puntos donde existían dificultades, en lugar de intentar descubrir el precio del mercado vía licitaciones o cualquier otra metodología regulatoria.
- El mecanismo de planificación indicativa, que sin embargo tiene importancia para facilitar muchos de los requerimientos administrativos y financieros de un nuevo proyecto, demostró tener más peso que el que su nombre presupone y, si a lo anterior se suma que el transporte, sobretudo entre regiones, tiene un planeamiento “mandatorio”, se comprende el riesgo asociado de un inversor que depende del accionar de otras organizaciones, o quedar expuesto a las importantes diferencias de precios que existen hoy día entre sistemas en el largo plazo.
- La dificultad de avance en las centrales del plan emergencia, que luego de dos años, sólo ha podido convocar en volúmenes importantes inversiones de Petrobras, pero muy pocas de inversores privados a completo riesgo.
- La decisión ante la emergencia, de involucrar nuevamente a las empresas estatales para solucionar el problema, lo cual hace dudar aún más del rumbo finalmente elegido.

En resumen, un sistema eléctrico como se mencionó, tenía dificultades hasta metodológicas, de cómo diseñar una estructura regulatoria eficiente, adicionalmente presentó una gestión en su proceso de desregulación inadecuada, quizás como resultado de los importantes poderes en pugna, en los cuales no se logró el consenso que el camino elegido era el más acertado.

Reestructuración del Sector Gas Natural en Brasil

Después de varias décadas de ejercicio en un monopolio estatal mediante Petrobras, el sector de petróleo y gas natural brasileño, se encuentra en un proceso de reforma institucional desde 1990.

La enmienda Constitucional No.9/95, establece que el monopolio del petróleo no sea ejercido por la empresa estatal.

Una primera etapa de la reforma del sector hidrocarburos (Petróleo y Gas Natural), concluyó en 1997, después de la publicación de la ley reglamentaria No.9.478/97, que permitió la participación de la empresa privada en el sector y estableció la constitución de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP).

En 1998, la ANP se constituyó con la finalidad de promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integrantes de las industrias del petróleo y el gas natural, en los sectores del *down, mid y upstream*.

Una nueva etapa, se inició con la estructuración de la Agencia y la emisión de nuevos instrumentos jurídicos, que constituyen la base actual para la regulación del sector.

La industria del gas natural, está pasando por profundas transformaciones. Es el foco de atención de las políticas públicas, como principal alternativa de diversificación de la matriz energética y del lado empresarial, como sector con enorme potencial de crecimiento y nuevas oportunidades de negocios.

Con la enmienda a la Constitución, el monopolio de la Unión no terminó en lo que se refiere a las actividades siguientes:

- Investigación.
- Refinación del petróleo nacional e importado.
- Importación y exportación del petróleo y gas natural.
- Transporte de petróleo y sus derivados de gas natural.

La ANP, puede dar concesiones o autorizaciones a empresas para que participen en las actividades citadas en el párrafo anterior.

La ley No.9.478/97, en su artículo 21, define que todos los derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en territorio nacional, pertenecen a la Unión, delegando a la ANP su administración. La misma ley establece que las actividades de exploración, desarrollo y producción, serán ejercidas mediante contratos de concesión.

Existe la posibilidad de transferir los contratos de concesión, previa autorización de la ANP.

La reglamentación específica para cada etapa de la cadena de la actividad del gas natural, fue perfeccionándose, a lo largo de los años 1998-2001, mediante la publicación de una serie de reglamentos que deberán ser cumplidos por los concesionarios.

Las nuevas estructuras institucionales

a.9) Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)

El CNPE fue creado mediante la Ley No.9478, en 1997. Se encuentra vinculado con la Presidencia de la República y está presidida por el Ministro de Minas y Energía.

Tiene las atribuciones de proponer al Presidente de la República, políticas nacionales y medidas específicas destinadas a:

- Promover el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país.
- Asegurar en función de las características regionales el abastecimiento de insumos energéticos en las áreas más remotas o de difícil acceso del país, sometiendo a consideración del Congreso Nacional, cuando se requiera la consideración de subsidios.
- Revisar periódicamente las matrices energéticas aplicadas a las diferentes regiones, considerando las fuentes convencionales, alternativas y las tecnologías disponibles.

- Establecer directrices para programas específicos, como el uso de gas natural, alcohol, carbón y energía nuclear.
- Establecer directrices para la importación y exportación de combustibles (gas natural, petróleo y sus derivados), de esta manera atender las necesidades del consumo interno y asegurar el adecuado funcionamiento del sistema de reservas (*stocks*) y el cumplimiento del plan anual de reservas estratégicas.

El CNPE, cuenta con el apoyo técnico de los entes reguladores del sector energético.

a.10) Ministerio de Minas y Energía

Encargado de la política del sector.

a.11) Agencia Nacional del Petróleo (ANP)

La ANP, es una entidad autárquica, integrante de la administración pública federal y vinculada al Ministerio de Energía y Minas.

Tiene las siguientes atribuciones:

- Conceder áreas para la exploración y explotación de petróleo y gas natural *Onshore* y *offshore*.
- Proceder con los procesos de nominación de áreas.
- Regular el *downstream* en lo referente a:
 - ◆ La importación y exportación de gas natural y petróleo.
 - ◆ La importación de LPG, *Fuel Oil* y *Jet Fuel*.
 - ◆ El sector de refinación.
 - ◆ El acceso de terceras partes a los gasoductos.
 - ◆ Mejorar el proceso de distribución, comercialización e inspección de productos derivados.
 - ◆ Reglamentar la actividad del Gas Natural, en lo que se refiere a:
 - ◆ Establecer las especificaciones del gas natural y del gas metano vehicular.
 - ◆ Establecer que la importación de gas natural pueda ser llevada a término, sólo con la expresa autorización de la ANP.
 - ◆ La utilización por terceras partes de gasoductos existentes o que serán construidos, por medio de pago (permisibles) a los titulares de los gasoductos.

- ◆ Las normas y autorizaciones de la ANP para la construcción, ampliación y operación de infraestructura de procesamiento, transferencia o transporte de gas natural, incluido el LNG.
- ◆ Establecer el precio de venta máximo de gas natural para las compañías de distribución.
- ◆ Establecer la referencia de gas natural para la tarifa de transporte.
- ◆ Regular la actividad de distribución de LNG en lo que se refiere a la construcción, ampliación y operación de plantas de LNG.
- ◆ Regular la actividad de distribución de gas natural comprimido.

Desde 1999, en forma paralela a la elaboración de diversos reglamentos, la ANP ha organizado su estructura interna. Para el sector gas natural, creó la Superintendencia de Comercialización y Movimiento de Gas Natural (SCG), con el fin de monitorear al sector gasífero, en actividades relativas a la aplicación de los reglamentos existentes y al seguimiento de nuevos proyectos de desarrollo en la industria.

a.12) Petrobras

Empresa estatal del petróleo, integrada verticalmente en toda la cadena desde el *Upstream* hasta el *downstream*, en los sectores del petróleo y gas natural. De acuerdo a la nueva normativa, pasa a ser un actor más en la actividad de los hidrocarburos en Brasil.

Petrobras ha devuelto áreas de exploración a la ANP, para que sean adjudicadas mediante procesos de nominación y licitación pública.

Petrobras inició hace varios años una política de asociación con empresas privadas, para el desarrollo de la actividad petrolera fuera del territorio brasileño y recientemente para actividades en Brasil.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio

La actividad de regulación, involucra el dictado y actualización de normas que marcan las pautas a seguir por la industria del gas, con miras a reglamentar la actividad y alcanzar los objetivos propuestos de generar competencia y coadyuvar la solución de los conflictos suscitados entre los sujetos que participan en la actividad de regulación.

a.13) Ámbito

Dentro de la actividad del gas natural están sujetos a regulación el transporte, la distribución y la comercialización.

Los sujetos activos de la industria y reconocidos para cada actividad del mercado son:

- **Petrobras**, la empresa estatal que opera en toda la cadena de la actividad del gas.

- **Los productores privados**, titulares de un contrato de concesión dado por la ANP o de asociación con Petrobras, para la exploración y explotación de hidrocarburos, que extraen gas natural de yacimientos ubicados en el territorio brasileño.
- **Los comercializadores**, quienes compran y venden gas natural por cuenta de terceros.
- **Los transportadores**, titulares habilitados para prestar el servicio de transporte del gas natural, sujetos a concesiones por la ANP, con las tarifas y calidad reguladas.
- **Los distribuidores** (un total de 21 distribuidores entre empresas privadas y estatales). Titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales que no contratan su suministro en forma independiente. Constituyen un monopolio natural, sujetos a concesiones por la ANP. Con precios regulados por la ANP.
- **Los consumidores**, son los usuarios finales.

a.14) Objetivos

Los objetivos de la regulación en lo referente a la producción, transporte y distribución del gas natural son:

- Promover los estudios tendientes a la definición de bloques, para efectos de concesión de las actividades de exploración, desarrollo, producción de petróleo y gas natural
- Promover la participación de empresas en la exploración, desarrollo, producción de petróleo y gas natural, a través de convocatorias públicas para la concesión de áreas.
- Proteger adecuadamente los intereses de los consumidores en lo referente a precio, calidad y oferta.
- Establecer criterios para el cálculo de tarifas de transporte por gasoducto, arbitrar sus valores en los casos y forma previstos en la Ley.
- Fiscalizar directamente, o mediante convenios con organismos de los estados del Distrito Federal, las actividades integrantes de la industria del petróleo y del gas natural. También aplicar las sanciones administrativas y pecuniarias previstas en la Ley, reglamento o contrato.
- Instruir procesos con vistas a la declaración de utilidad pública, para fines de expropiación y servidumbre en las áreas necesarias a la exploración, desarrollo, producción de petróleo, gas natural, construcción de gasoductos y terminales.
- Organizar y mantener el acervo de las informaciones y datos técnicos relativos a las actividades de la industria.
- Consolidar anualmente las informaciones de las reservas nacionales de petróleo y gas natural, transmitidas por las empresas para su divulgación.

- Propender al libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte.
- Hacer cumplir las buenas prácticas de conservación y uso racional del petróleo, en los derivados y del gas natural, velando por la adecuada preservación del medio ambiente.

a.15) Características

El marco regulatorio establece:

a.15.1) Transporte y distribución

De acuerdo a los artículos 56 al 29 de la ley 9.478/97 del marco regulatorio, se establecen las principales directrices para el segmento del transporte de gas natural en Brasil, sea realizado por gasoductos de transferencia o transporte. Según el artículo 56, cualquier empresa o consorcio de empresas puede recibir concesión, licencia o permiso de la ANP para construir instalaciones y efectuar cualquier modalidad de transporte de petróleo, sus derivados y gas natural, sea para abastecimiento interno o para importación y exportación.

Las autorizaciones dadas para la provisión de los servicios son otorgadas de acuerdo a la modalidad contractual establecida entre cargador y transportador.

El acceso a las instalaciones de transporte en áreas de producción, es fundamental para la promoción de un mercado de comercialización de gas competitivo y eficiente. La posibilidad de acceso a la red de transporte, permite que los productores vendan su producto directamente a los grandes consumidores y/o a las empresas distribuidoras. Eso reduce el poder del mercado de los transportadores y de sus afiliados, que pierden la posición de compradores únicos y aumenta la actividad de los inversionistas en exploración y producción.

Ningún transportador o distribuidor podrá comenzar la construcción de obras de magnitud (nuevas instalaciones, extensión o ampliación de las existentes), sin la autorización del ANP:

Son dadas las autorizaciones, en los casos siguientes:

- Para la construcción de instalaciones y efectuar cualquier modalidad de transporte de petróleo, sus derivados y gas natural.
- Para la transferencia de su titularidad, observando y dando atención a los requisitos de protección ambiental y seguridad de transporte.

Otro aspecto importante en lo que se refiere al transporte de gas natural, es el libre acceso a las redes de gasoductos.

En el pasado, la industria del gas natural se desarrolló dentro de una estructura verticalmente integrada, en la cual la actividad de comercialización del gas natural quedaba inmersa dentro de las actividades de transporte y distribución. La Ley actual,

establece la segmentación vertical de actividades de producción, transporte y distribución. Dando cumplimiento a la Ley, Petrobras creó una subsidiaria integral de transporte, denominada Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO). Con ello, se crea la posibilidad del acceso de terceros al uso de las instalaciones.

Existen las modalidades de transporte firme y sin interrupción. El transportador tiene la obligación de hacer conocer a la ANP y al mercado, la capacidad contratada y la utilizada para el consumo propio. Para la capacidad remanente (ociosa), el transportador deberá ofertar la misma en la modalidad de “no interrupción”.

El lento desarrollo del mercado del gas en Brasil, dificulta la ejecución de inversiones en los segmentos del transporte y la distribución. Se manifiesta por los plazos largos de maduración de las inversiones y no encuentra usos alternativos viables. Eso genera posibles errores en la previsión de la demanda y engendra una compleja ingeniería financiera para la realización de las inversiones (Fortalezas y Debilidades).

a.15.2) Comercialización

La actividad de comercialización de gas natural de origen nacional, no necesita de la autorización de la ANP, pudiendo ser ejercida por cualquier agente.

Con el fin de fiscalizar adecuadamente la actividad de los comercializadores, en la ANP deben inscribirse todas las personas físicas o jurídicas que pretendan obtener una autorización para comercializar gas natural y/o transporte en el mercado de gas natural; así como los contratos en los cuales se realicen todas las transacciones de compraventa de gas natural y/o servicios de transporte en la que intervengan terceros comercializadores.

La ANP, tomará conocimiento de cualquier hecho que pueda detectarse como indicio de infracción de orden económico y deberá comunicarlo inmediatamente al Consejo Administrativo de Defensa Económica (CADE) y a la Secretaría de Derecho Económico del Ministerio de Justicia, para que estos adopten las providencias necesarias en el ámbito de la legislación pertinente.

Previsiones para evitar posiciones dominantes y vinculantes

La cadena que compone el sector del gas natural en Brasil, está segmentada vertical y horizontalmente, sin que ello signifique la desaparición de los monopolios naturales del transporte y la distribución del gas natural.

Los transportadores y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus respectivos sistemas, que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas por las partes.

Dista mucho para crear un mercado competitivo del gas en Brasil, primero por la magnitud y poder de la empresa Estatal y segundo por la lentitud de crecimiento del mercado.

Los grandes consumidores pueden adquirir el gas de los productores y pueden contratar el servicio de transporte con los transportadores directamente, sin contratar con el distribuidor, ni utilizar la red de distribución (*by pass* comercial y físico), caso de plantas termoeléctricas.

Los principios y objetivos de la política energética en Brasil, se pueden resumir en:

- Valorizar los recursos energéticos.
- Incrementar en bases económicas el uso del gas natural.
- Promover la libre participación.
- Atraer inversiones en la producción de energía.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución

Los precios máximos de venta de gas natural en la producción nacional, para ventas a la vista de las empresas distribuidoras, están compuestos por el precio de referencia del gas natural a la entrada del sistema de transporte por gasoductos y la tarifa de transporte de referencia entre los puntos de recepción y entrega del gas natural.

b. Precio del gas natural de referencia y tarifas para el consumidor final

Hasta junio de 1994, se establecía que el precio de venta del gas natural, para fines combustibles estaba vinculado a un máximo del 75% del precio del *fuel oil* (óleo combustible) 1A, sobre la base de los precios internos establecidos por el Estado brasileño.

Entre 1995 y 1997, las empresas distribuidoras de los Estados de la Unión, suscribieron contratos de compraventa de gas con Petrobras, con precios fijados por el Gobierno Federal, bajo la modalidad que se indican en el párrafo anterior, lo que garantizaba la estabilidad de los mismos.

A partir de 1999, la fuerte oscilación en los precios internacionales del petróleo, obligó a indexar los precios de los óleos combustibles a los precios del mercado internacional, lo que creó gran inestabilidad en los precios máximos para el gas natural, manifestada mediante una alta volatilidad.

Para estabilizar los precios del gas natural, a principios del 2000, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con el Ministerio de Hacienda, emiten una resolución que manifiesta la existencia de una tendencia progresiva a la desregulación del mercado, a partir de la entrada de nuevos abastecedores. Establece el mantenimiento de los precios regulados, hasta que se concrete la liberalización de los precios del gas en los puntos de entrega a los distribuidores, consecuente a la aparición de una competencia y del funcionamiento de los mecanismos del mercado.

Se establece la división del precio del gas natural al distribuidor en dos partes, una referida a los costos de transporte (tarifa de transporte de referencia) y otra referente a

los costos de producción del gas puesto a la entrada del sistema de transporte (que incluye la transferencia y el procesamiento).

El precio de referencia del gas natural se calcula y actualiza trimestralmente, mediante una fórmula que toma como referencia los precios spot internacionales, de una canasta de tres tipos de fuel *oil*. Dos, con el contenido del 1% de azufre y uno con contenido de 3.5% de azufre, FOB puestos en diferentes puntos geográficos de entrega y publicados diariamente por el *Platt's Oilgram Price Report*. La fórmula introduce una modificación del precio de referencia por la variación del tipo de cambio en Brasil.

Los datos tomados como punto de partida en la fórmula, corresponden al trimestre junio - agosto de 1999, en lo que se refiere al precio base y al tipo de cambio de el real con relación al dólar americano.

c. Tarifas de transporte y distribución

Las tarifas de transporte entre los puntos de recepción y de entrega de gas natural, son reguladas por la Agencia Nacional del Petróleo. En principio se estableció la revisión trimestral y la aplicación del sistema de tarifas uniformes para todo el país.

En Junio del 2000, la ANP emitió una resolución que establece la forma del cálculo de las tarifas de transporte de referencia por zonas (Estados), basado en la introducción de la distancia entre los puntos de entrega y recepción, para el cálculo de los precios máximos de gas natural de producción nacional y para ventas a la vista de las empresas concesionarias de distribución de gas. Las tarifas son revisadas anualmente y actualizadas monetariamente por la variación del Índice General de Precios del Mercado (IGP-M), dado por la Fundación Getulio Vargas.

Acceso abierto y asignación de capacidad

La ley establece el acceso abierto a las instalaciones del transporte.

Fortalezas y debilidades de la regulación

Si bien se ha avanzado en la separación de las actividades del transporte y la producción de gas, con los métodos establecidos para los cálculos de los precios máximos de gas y las tarifas máximas de transporte, todavía la regulación actual no representa la separación definitiva que se espera.

La parte del precio máximo referente a los servicios de transporte, considera apenas los costos del sistema actualmente definido como los del transporte. Los costos de transferencia están incorporados en la parte referente al precio del gas natural y en la entrada al gasoducto de transporte. Por consiguiente, el paso de los costos de transferencia, para la parte referente a los servicios de transporte, todavía esta limitada por la carencia de información.

La creación de un sistema de información completo, sería un paso importante, para una mejor visualización de la estructura de costos envueltos en la comercialización de gas natural.

La estructura contractual existente, crea las mayores dificultades para separar realmente la comercialización y el transporte. Los contratos de abastecimiento de gas de producción nacional, no prevén separación alguna del transporte, consideran la entrega del gas a las distribuidoras como un paquete cerrado y no discriminan el origen y destino de los volúmenes transportados.

La permanencia de una parte significativa del sector como monopolio del Estado (98%), dificulta la capacidad del regulador y desincentiva la concurrencia de actores independientes a las actividades que componen la cadena gasífera. Dista mucho para conseguir en Brasil la generación de mecanismos de competencia, por la posición dominante que tiene la empresa del Estado y por la lentitud del crecimiento del mercado.

Evolución esperada de la regulación

Se prevé la reestructuración de las relaciones contractuales entre transportadores, cargadores y compañías distribuidoras, discriminando capacidades de transporte y volúmenes de producto en cada punto de recepción y entrega. Estos cambios proporcionarán mayor claridad en la identificación de los costos y la correcta asignación de los mismos entre los usuarios, elementos primordiales en el desarrollo de un mercado de gas más eficiente y competitiva.

Chile

El mercado gasífero es de un diseño reciente y muy liberal. En cambio, el diseño del subsector eléctrico es de la década del 80 y de una rigidez regulatoria elevada dado que problemas de detalle están definidos en la ley. Además, la fuerte presencia de dos agentes principales en el mercado eléctrico chileno pone en cuestionamiento la transparencia y competencia del sistema. Los efectos se ven en diferentes ámbitos. La falta de flexibilidad del esquema regulatorio en temas como los de servicios complementarios, calidad, transmisión y reconocimiento de la potencia, afecta el desarrollo y la expansión eficiente del mercado eléctrico.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Chile

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales

El sector eléctrico chileno tiene establecido un marco jurídico compuesto fundamentalmente por la ley DFL N° 1, Ley General de Servicios Eléctricos en materia de Energía Eléctrica del Ministerio de Minería, vigente desde el año 1982, y por el Decreto Supremo D.S. N° 327 denominado Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, del año 1997. En las normas mencionadas, como también en el Decreto Ley 2224/1978, donde se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), se establece el rol de las instituciones del Mercado Eléctrico Chileno.

Para los intercambios de electricidad con países vecinos, la Comisión está trabajando en el “Reglamento de Interconexión Eléctrica con países vecinos”.

El sector eléctrico está constituido por cuatro instituciones que se distribuyen de las siguientes funciones:

- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), tiene la atribución de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, las normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Además, vela por el efectivo cumplimiento de las normas técnicas del sector y verifica la calidad de los servicios que se presten a los usuarios, que ha sido señalada en las disposiciones y normas técnicas. La SEC tiene atribuciones en materia de concesiones, resolución de controversias, en el registro, en la formación de estadísticas, en cuestiones regulatorias, fiscalización, infracciones, multas y sanciones.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE), siendo el ente Regulador del Sector, prepara planes y políticas para el área energía, estudia y prepara proyecciones de demanda y oferta nacional de energía, analiza técnicamente la estructura y el nivel de los precios, tarifas de bienes y servicios energéticos.
- El Ministerio de Economía, que es la autoridad que emite la normativa del sector, fija por decreto los precios regulados en los distintos Sistema Eléctrico del país, otorga las concesiones definitivas de servicio público y resuelve las divergencias que se presenten entre los miembros del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), previo informe de la Comisión Nacional de Energía.
- El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Este organismo es el encargado de determinar la operación conjunta de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, compatible con una seguridad prefijada. Este organismo está conformado sólo por las empresas generadoras y transmisoras, que cumplen un cierto requisito de potencia instalada y longitud de líneas de transmisión³². Se organiza en un Directorio compuesto por un representante de cada empresa y con una Presidencia rotativa por un año.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales

El Centro de despacho de Carga (CDEC) y la planificación óptima que realiza el CDEC, se hace con independencia de la propiedad en las unidades generadoras y los contratos con clientes libres o regulados que las empresas pudieran haber celebrado, despachando las centrales generadoras por estricto orden de mérito. Una vez ocurrida la operación real del sistema, se efectúa un balance en el cual se determina qué generadores debieron

³² *Deben formar parte las empresas generadoras con más de 20 MW en el SING y 61 MW en el SIC. Pueden ingresar a los CDEC aquellas empresas que tienen más de 9 MW instalados, pudiendo agruparse y ser representadas por una sola. Las empresas de transmisión deben operar en un nivel de tensión superior a 23 KV y tener al menos un tramo con más de 100 Km. de longitud.*

comprar energía y potencia en este mercado a otros generadores, para satisfacer sus contratos, y quiénes vendieron energía y potencia.

Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que poseen medios de generación operados en sincronismo con el sistema eléctrico y que resultan de la coordinación de la operación, son valorizadas por los costos marginales instantáneos de energía del sistema eléctrico.

Los costos marginales que se utilizan en la valorización de la energía son los que resultan de la operación real, considerando una previsión de demanda, los costos variables de las unidades térmicas de generación, los costos de oportunidad de las energías embalsadas y los costos de racionamiento según la profundidad de la falla.

La Potencia Firme y el Costo Marginal Instantáneo de la Potencia. Cada generador debe estar en condiciones de satisfacer, cada año, su demanda de potencia en horas de punta, considerando la potencia firme propia y la adquirida a otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema. Para cada generador, el CDEC verifica el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de potencia firme.

Se entiende por potencia firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.

Las empresas generadoras pueden vender su producción en el mercado spot, esto es a costo marginal instantáneo a otras empresas en el mercado libre, es decir, a clientes con una potencia instalada superior a 2 MW, o en el mercado regulado, a empresas distribuidoras o clientes con una potencia instalada inferior a 2 MW. En este último mercado, los precios de transacción son máximos y son determinados por la Comisión Nacional de Energía cada seis meses, entre abril y octubre de cada año, se denominan Precio de Nudo.

Para poder realizar el cálculo del precio de nudo, primero se determina el precio básico de la energía en una o más subestaciones de referencia, denominadas subestaciones básicas de energía. Ellas corresponden a las subestaciones en las cuales se calcula el costo marginal esperado de la energía del sistema.

Transmisión: la remuneración y las fuentes de ingreso

Remuneración del transporte. Cuando una central generadora se encuentra conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenecen a un tercero, se considera que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones en forma directa y necesariamente afectadas dentro de dicha área, con independencia del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y de energía que aquella central realiza.

Por este uso, se reconoce el derecho del propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico, y cuando corresponda el peaje adicional. Se considera que una instalación está

involucrada, cuando aquellas comprendidas en el área de influencia, son suficientes y necesarias para el ejercicio de la servidumbre respectiva. Estas instalaciones son determinadas por cada uno de los CDEC.

El ingreso tarifario que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, surge de las diferencias que se producen en la aplicación de los precios de nudo y de la electricidad que rige en los distintos nudos del área de influencia, respecto a las inyecciones y retiros de potencia y energía, en aquellos nudos.

Distribución: el libre acceso a las redes, los modelos regulatorios.

La distribución es considerada como un servicio público. Un permiso de concesión se requiere para operar sistemas con capacidad mayor a 1,500 KW. No existe un periodo definido para las concesiones y el Ministerio de Economía es quien lo define. Las distribuidoras deben proveer libre accesos a sus redes a cambio de un peaje por uso que se negocia.

Los grandes consumidores se encuentran no regulados y pueden comprar la energía directamente de los generadores o de las distribuidoras.

Los precios en nodo son calculados para cada nodo del sistema interconectado y para las ventas a las empresas distribuidoras, teniendo en cuenta el costo de generación hasta el punto de nodo. En cuanto a las tarifas para usuarios finales regulados, se incluyen la suma de los precios de nodo de energía y capacidad del sistema, más el valor agregado de distribución (VAD).

Fortalezas y debilidades de la regulación

La fuerte presencia de dos agentes principales en el mercado chileno, pone en cuestionamiento la transparencia y competencia del sistema. Los efectos se ven en diferentes ámbitos. Por ejemplo, constantemente se cuestiona la independencia del CNE y su capacidad para coordinar los asuntos regulatorios con la SEC, en parte debido a la presencia de los ministros en el seno de la CNE y por la presión política constante ejercidas por los dos agentes más grandes del mercado.

El sistema chileno aun no se caracteriza por ser del todo transparente, debido a la fuerte participación en el mercado de algunos agentes. El poder de mercado de Endesa no es una garantía para la competencia sana, pues posee más del 60% de la capacidad de generación y más del 65% de la generación del SIC. La propiedad horizontal e integración vertical de algunos agentes y el manejo del sistema operativo del mercado por parte de uno de ellos, son un reflejo de que la competencia dentro del sistema se puede ver debilitada en cualquier momento.

Si bien las reformas han tenido un impacto significativo en términos de incrementar la capacidad instalada, promover la eficiencia y reducir los precios hoy en día, se debe a la falta de flexibilidad del esquema regulatorio, que está afectando la rentabilidad de algunas empresas poniendo en duda la expansión en el largo plazo del sistema.

Por ejemplo, la nueva entrada de líneas de transmisión internacionales y de gasoductos, ha puesto en jaque la rentabilidad de algunas empresas, debido a la fuerte reducción en el precio de la energía en un futuro.

Reestructuración del Sector Gas Natural en Chile

La reestructuración del sector comenzó en 1978, con la emisión del Decreto Ley 2.224, mediante el cual se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) y con el Decreto Ley 18.410, se crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), ambas están a cargo de la regulación y fiscalización de las actividades del sector.

Las nuevas estructuras institucionales

- a. **Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.** Encargado de fomentar la modernización de la estructura productiva del país, el fortalecimiento, expansión e inserción de la economía chilena en los mercados internacionales. Con este objetivo, implementa mecanismos destinados a corregir las distorsiones de los mercados y a ampliar su transparencia.

En el sector eléctrico, es el encargado de fijar las tarifas de distribución y los precios de nudo, además de resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC en todos los casos, previos al informe de la CNE. También, otorga las concesiones definitivas previo informe de la SEC.

- b. **Comisión Nacional de Energía (CNE).** Es un organismo público y descentralizado que se relaciona con el Ejecutivo a través del Ministerio de Minería. Su función principal es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país, además de velar por el cumplimiento de todas las materias relacionadas con la energía, tanto en su producción y uso como en la promoción del uso eficiente de ésta.
- c. **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).** Es el organismo encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio

a.16) *Ámbito*

Dentro de la actividad del gas natural, están sujetos a regulación el transporte, la distribución y la comercialización.

Los sujetos activos de la industria, reconocidos para cada actividad de mercado son:

- **Productores. ENAP.** Empresa petrolera estatal, que opera en forma individual o asociada con terceros. Extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio chileno.

- **Los comercializadores**, son quienes compran y venden gas natural por cuenta de terceros.
- **Los transportadores** (seis empresas), titulares habilitados para prestar el servicio de transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de entrega a los cargadores (distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores). Constituyen monopolios naturales en su área de operación y consecuentemente sujetos a concesiones nacionales. Tienen reguladas las tarifas.
- **Los distribuidores** (cinco empresas), titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales, no contratan su suministro en forma independiente. Constituyen un monopolio natural. Los distribuidores, realizan las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.
- **Los consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación.

a.17) Objetivos

Los objetivos de la regulación del transporte y distribución del gas natural son:

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural y alentar inversiones para asegurar el suministro en el largo plazo.
- Propender una mejor operación, confiabilidad, igualdad, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución.
- Los concesionarios de transporte de gas deben operar bajo el sistema de acceso abierto. Los concesionarios de distribución de gas por redes, no tienen obligación legal de permitir el acceso de terceros a sus instalaciones, por lo que cualquier solicitud de este tipo, debe ser negociado entre el interesado y la empresa distribuidora.
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.

a.18) Características

El marco regulatorio establece:

a.18.1) Transporte y distribución

La Ley establece que el transporte y la distribución de gas natural pueden ser realizados por ENAP y el sector privado.

Para realizar el servicio de transporte o distribución, se debe presentar una solicitud de concesión ante la SEC. El informe redactado por la SEC es elevado al Presidente de la República para que se pronuncie, otorgando o rechazando la concesión, mediante un Decreto del Ministerio de Economía. Las concesiones son definitivas y autorizan a las empresas a construir, mantener y explotar el sistema de transporte o distribución, otorgando las servidumbres legales para tender las instalaciones y derechos de paso.

Las concesiones no son exclusivas, pudiendo otorgarse varias para una misma área de distribución o puntos de origen y destino del transporte.

a.18.2) Importación

Existe libertad de importación de gas natural, cumpliendo ciertos requisitos de tipo administrativo y legal.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución

Precio del gas natural

Los precios del gas por red, son libremente determinados por la empresa que presta el servicio y sólo debe cumplir con que las tarifas de transporte y distribución, sean ofrecidas en forma no discriminatoria y pública.

Los precios del gas natural están dados por los precios de las cuencas productoras de Argentina y Chile, los mismos son reflejados en los contratos en el largo plazo libremente pactados.

Solo el precio del gas comercializado en la región XII, está sujeto a fijación tarifaria por parte del Ministerio de Economía.

No existen subsidios al precio del gas ni a las inversiones.

Tarifa de Transporte y distribución

Las tarifas tanto de transporte como de distribución son libres, pero no deben ser discriminatorias. Cualquier diferencia de tarifas debe tener un sustento económico que las justifique. En el caso de la distribución, solo por resolución de la Comisión Anti Monopolio, puede decretarse fijación tarifaria si se comprueba que las rentabilidades son excesivas.

Acceso abierto y asignación de capacidad.

Sólo en los sistemas de transporte por gasoductos. No se aplica a los sistemas de distribución por redes.

Fortalezas y debilidades de la regulación

Es una regulación muy liberal, con poca injerencia del estado.

Colombia

Las reformas le dejaron al Estado un papel de fijador de políticas y de regulador, la implementación y desarrollo de las instituciones de supervisión y control se ha visto afectada. La CREG, el órgano regulatorio semi-autónomo no logra la independencia necesaria y no siempre ha podido responder a la evolución del mercado.

La fuerte presencia del estado en la distribución eléctrica, está afectando al mercado de generación por la ausencia de garantías de pago en términos contractuales, introduce trabas en el libre funcionamiento de las bolsas de energía y está amenazando la sostenibilidad de la competencia en el sector. Ante situaciones de cesación de pagos, las empresas se han visto imposibilitadas para cortar el servicio por los problemas de orden público causados (el caso particularmente notable y reciente es el de los municipios de la Costa Atlántica). Asimismo la fuerte presencia estatal en el sector de generación afecta la competencia y el libre juego de la oferta y la demanda.

La CREG como entidad reguladora del servicio público de gas por tubería, ha fijado las condiciones de la entrada del gas natural a los gasoductos troncales en lo relativo a niveles máximo de precios y al proceso de desregulación de los mismos.

En septiembre de 1995, la CREG reguló la comercialización del gas combustible en cabecera de gasoducto y el régimen de precios de venta del gas natural producido y comercializado en el país.

En el mercado mayorista del gas subsisten serias imperfecciones para avanzar en el camino de la libre competencia, especialmente por el reducido número de productores, la posición mayoritaria de Ecopetrol en el mercado y la operación de un mercado extremadamente volátil. Esta estructura hace difícil introducir condiciones de competencia efectiva o potencial en los mercados del gas.

En la práctica, la modalidad de contratos del tipo “take or pay” suscritos entre Ecopetrol y los generadores ha representado, posiblemente, ventajas para el productor pero ha creado algunas distorsiones en el mercado.

En la actualidad se avanza en el proceso de desregulación en cuanto a los precios del gas natural.

Desde el punto de vista de la regulación, fue necesario definir una estructura de tarifas de transporte para el gas natural que refleje los costos reales por distancia de este servicio, afectando aquellas áreas con gasoductos subutilizados.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Colombia

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales:

En julio de 1994, el Congreso de la República aprobó dos leyes: la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (LSPD) y la Ley Eléctrica (LE). La primera (LSPD), estableció un marco general para los servicios públicos domiciliarios, incluidos el gas natural por redes y el GLP (Gas Licuado del Petróleo). La segunda (LE), reglamentó de manera específica y complementaria el servicio de electricidad, transformó a la anterior

Comisión de Regulación Energética en Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y también se creó la Unidad de Planeación minero Energética (UPME, adscrita al Ministerio de Minas y Energía).

Con respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, la Ley fijó reglas diferenciales en las cuales, las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes que se encontraran integradas verticalmente, podían continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio. Por otra parte, estableció que las empresas constituidas con posterioridad podían desarrollar simultáneamente actividades consideradas complementarias: Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización. La Ley le fijó a la actividad de transmisión un rol neutral (pasivo).

En adición a las reglas descritas, la CREG reglamentó los límites permisibles para la integración vertical y horizontal entre negocios, estableciendo que ninguna empresa podrá tener más del 25% de la capacidad instalada efectiva de generación, en la actividad de comercialización y la actividad de distribución. También estableció restricciones a la propiedad entre diferentes actividades.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales,

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad (MEM), está soportado en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores"), donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot", con resolución horaria y un operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho CND, que funciona en las instalaciones de la principal transportadora del país-ISA). Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM, se efectúan bajo dos modalidades: i) Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía y/o ii) Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

El marco regulatorio supone que las ofertas efectuadas por los generadores son "uninodales", es decir, se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad en el momento de hacer la oferta. Este esquema ha permitido desarrollar un alto grado de competitividad en el negocio de generación. Aún así, el esquema "uninodal" implica la existencia de un "despacho ideal" diferente al "despacho real" del sistema.

La señal de precios para la expansión de la capacidad instalada en el país, se encuentra determinada por un cargo por capacidad.

Con relación al mercado, el marco regulatorio estableció la separación de los usuarios en dos categorías: Usuarios Regulados y No Regulados.

Transmisión: la remuneración y las fuentes de ingreso.

En la transmisión de energía se adoptó un esquema de libre Acceso a las redes. Los ingresos que perciben los transportadores se originan en el cobro a los agentes que

acceden a la red de cargos por conexión y cargos por uso. Los primeros son establecidos contractualmente entre el agente que solicita punto de acceso a la red y el transmisor correspondiente. Los segundos son regulados y se estiman a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento. La expansión de la red es definida por la UPME, la cual a su vez se apoya en un Comité Asesor de Planeamiento integrado por representantes de los negocios de generación, de transmisión y de comercialización. El Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, elabora los pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos del Plan de Expansión a mínimo costo, en la que los oferentes proponen un Ingreso Anual Esperado, para cada uno de los primeros 25 años de entrada en operación del proyecto.

Distribución: el libre acceso a las redes, los modelos regulatorios.

Se entiende como Distribución, los sistemas de transmisión regionales (STR) y los sistemas de distribución locales (SDL). Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras. Al igual que en la transmisión, existe libre acceso a los STR y los SDL.

El marco regulatorio estableció la separación de los usuarios en dos categorías: los Usuarios Regulados y los No Regulados. Los primeros tienen tarifas reguladas establecidas a través de una fórmula que permite el “pass-through” de los costos de compra de la energía, los peajes y cargos por conexión a las redes, y un valor del servicio de distribución que considera los costos de operación, mantenimiento y reposición de la inversión, conjuntamente con una tasa de retorno razonable. En el segundo caso los Precios de venta son libres y acordados entre las partes.

En la actualidad, la CREG estudia una modificación en la metodología de remuneración de la actividad, dado que existen problemas con la rentabilidad reconocida a la misma, con la fórmula tarifaria de traslado de los costos a los usuarios finales (promedios móviles de doce meses), y otros problemas de carácter operativo creados por la inseguridad y que han aumentado las pérdidas no técnicas de muchas empresas.

Fortalezas y debilidades de la regulación: definición de las mejores prácticas.

Si bien a nivel institucional las reformas le dejaron al Estado un papel de fijador de políticas y de regulador, la implementación y desarrollo de las instituciones de supervisión y control se ha visto deslucida. La Superintendencia de Servicios Públicos está altamente politizada, es poco técnica y sus decisiones son inoportunas.

De igual manera, no existen unas señales regulatorias claras y sostenibles en el tiempo, que garanticen la viabilidad y suficiencia financiera de cada uno de los negocios: generación, distribución y comercialización. Dado lo anterior, el programa de expansión del sistema en generación no es congruente con las señales de mercado y de la regulación. Adicionalmente, existe un órgano regulatorio semiautónomo, cuyas decisiones se encuentran influenciadas por el mercado y demás instituciones gubernamentales, y su rol en la estructuración de la regulación abarca demasiado o llega a un nivel de detalle que no permite el libre juego de la demanda y oferta.

Se evidencia una fatiga reformista que coincide con el desigual avance de las transformaciones emprendidas. La no culminación de los procesos de privatización ha creado problemas de distinta índole.

Por un lado, la fuerte presencia del estado en la distribución, ha hecho que se mantengan los vicios de ineficiencia operativa característicos del sistema anterior, lo que está distorsionando la operación competitiva del mercado mayorista.

Lo anterior se debe a que los agentes privados se rehúsan a firmar contratos con las empresas públicas ineficientes, quedando éstas últimas expuestas a la volatilidad del mercado spot y por ende a un crecimiento de sus acreencias.

La dificultad política para privatizar algunas empresas de distribución, está generando trabas en el libre funcionamiento de las bolsas de energía y está amenazando la sostenibilidad de la competencia en el sector, dado que, ante situaciones de cesación de pagos, las empresas se han visto imposibilitadas para cortar el servicio por los problemas de orden público (un caso particularmente notable y reciente es el de los municipios de la Costa Atlántica).

Los “caps”, existentes en las tarifas de distribución. Aunque la CREG ya anunció cambios importantes en la metodología de estimación de las tarifas.

Aún existe una fuerte presencia estatal en el sector de generación. En repetidas ocasiones, las centrales públicas distorsionan precios en el mercado mayorista, afectando la competencia y el libre juego de la oferta y la demanda.

En lo que concierne a la expansión del sistema de generación, aún no existe una solución satisfactoria al asunto de precios que incentiven la expansión en el largo plazo. La nueva metodología para estimar el C X C, ha generado fuertes críticas por parte de los generadores hidráulicos.

Reestructuración del Sector Gas Natural en Colombia

Hasta 1994, la industria del gas natural en Colombia se encontraba dentro del monopolio estatal de Ecopetrol, con una estructura integrada verticalmente. A partir de la promulgación de la ley 142 de Servicios Públicos, se inició la reestructuración del suministro de gas, segmentando la cadena en las actividades de producción, transporte y distribución.

Adicionalmente se especificó como nueva actividad, la comercialización del producto al por mayor.

Otro cambio importante se produjo en el eslabón de la distribución. Ecopetrol vendió todas sus participaciones a empresas distribuidoras locales, ampliando de esta forma la participación privada.

La desintegración vertical y horizontal de la cadena gasífera, permite acercarse al objetivo de introducir la competencia en la industria del gas, evitando posiciones hegemónicas de poder.

Mediante la ley 401 de 1997, se crea la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) como entidad descentralizada del Estado, a la cual se le transfieren los gasoductos y contratos de disponibilidad operados hasta entonces por Ecopetrol, desagregando de esta manera la función de transporte de gas natural del monopolio de Ecopetrol.

Adicionalmente, también se determinó la enajenación de las participaciones de Ecopetrol en la principal empresa regional transportadora, PROMIGAS.

Al introducir el acceso abierto a los gasoductos y desagregar la oferta de transporte, se crearon dos mercados: el mercado de gas y el mercado del transporte. En ambos casos, las transacciones pueden realizarse mediante contratos o ventas “spot”, a través de comercializadores y referidas a un punto de entrega.

Estas determinaciones son operantes en la medida en que se desregulen los precios al por mayor y se tenga flexibilidad de negociación o reventa de excedentes, en capacidad de producción y transporte.

En la siguiente tabla, se presenta una comparación de los esquemas de desarrollo del gas antes y después de la ley de Servicios Públicos.

Nueva estructura institucional

Para el desarrollo de las reformas, propuesta a principios de los años 90, se requirió la reforma de la estructura institucional, pretendiendo reducir el papel del Estado en el terreno empresarial y fortalecer su capacidad reguladora, de planificación y control.

En base a esa concepción, se crearon la Unidad de Planeación Minero energética (UPME), que funciona desde 1993, la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), que funciona desde 1994 y la superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

➤ **Ministerio de Minas y Energía (MME)**

El MME, como máxima autoridad sectorial, mantiene las funciones para fijar la política y la regulación técnico-económica para el aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos en la fase de producción. Tiene las facultades para fijar los precios del gas natural en boca de pozo.

➤ **La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

La CREG es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Regula el suministro de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por tubería. En el caso específico del gas natural, regula las actividades del transporte, distribución y comercialización.

Está conformada por los Ministros de Hacienda y de Minas y Energía, el director del Departamento Nacional de Planeación y cinco expertos nombrados por el Presidente de la República.

La principal función de la Comisión, consiste en promover la libre competencia y evitar el ejercicio del poder dominante en el suministro del servicio público de gas natural y de energía eléctrica. Cuando no es posible la libre competencia, como ocurre con el transporte por gasoductos troncales, la CREG se encarga entonces de regular los monopolios, con el fin que esta operación se desarrolle con eficiencia y calidad.

En general, las determinaciones del CREG, se orientan a incentivar la participación del sector privado y la eficiencia en la restauración del servicio de gas combustible por tubería, a través de las siguientes medidas:

- ◆ Límite en la propiedad y separación vertical de las actividades componentes de la cadena de suministro, a saber: producción, comercialización, transporte y distribución.
- ◆ Prohibición de prácticas restrictivas.
- ◆ Garantía de libre acceso a la red de gasoductos.
- ◆ Fortalecimiento de la función reguladora en los eslabones monopolistas de transporte y distribución.
- ◆ Privatización de empresas y reducción de la participación del Estado en los eslabones de transporte y distribución.

Hasta ahora y para el caso del gas natural, la CREG ha puesto en operación un marco de libertad vigilada, estableciendo para ello normas y fórmulas tarifarias, a las que deben someterse los agentes involucrados a lo largo de la cadena de suministro del servicio de gas natural.

➤ **La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)**

La SSPD, es un organismo adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico. Tiene como funciones la inspección, vigilancia y control de todas las empresas que prestan servicios públicos domiciliarios, entre ellos el servicio de gas natural. El ámbito de sus funciones abarca la cadena de la actividad del gas natural, desde la entrada del gas natural al sistema de gasoductos, hasta la entrega al consumidor final. Su objetivo es, garantizar un buen servicio a los usuarios y evitar abusos que pudieran cometer los prestadores.

En su estructura, la SSPD cuenta con una Superintendencia Delegada para la Energía y el Gas. En el desarrollo de sus funciones la SSPD evalúa la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos (ESP), de acuerdo con los indicadores que establezca la respectiva comisión reguladora. Tiene atribuciones para sancionar a las empresas, por incumplimiento de normas y regulaciones vigentes.

➤ **Unidad de Planificación Minero Energética (UPME)**

Unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con autonomía administrativa y presupuestaria.

Es responsable de la planificación integrada del sector, la determinación de los requerimientos energéticos de la población y la definición de los planes sectoriales en el largo, mediano y corto plazo.

La planificación es indicativa, permite al Estado la definición de estrategias y políticas orientadas a dar señales a los participantes en el sector, de manera que se obtenga un uso eficiente de los recursos, bajo el criterio de un esfuerzo sostenido en el largo plazo.

➤ **Empresa Colombiana del Petróleo (ECOPETROL)**

El Estado a través de ECOPETROL, administra los hidrocarburos del país. La Empresa estatal realiza actividades de producción y de transporte de petróleo, de manera propia o en asociación con empresas privadas. Es propietaria de la mayor parte de la actividad de refinación y almacenamiento de productos refinados del petróleo. En los últimos años, ha transferido sus instalaciones del sistema de transporte por gasoductos a la Empresa Colombiana de Gas y ha vendido su participación en empresas de distribución de gas natural. ECOPETROL, tiende a dedicarse exclusivamente a las actividades del *upstream*.

➤ **Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS)**

Empresa industrial y comercial del Estado, cuya actividad principal es proyectar, construir, operar, mantener y explotar comercialmente sus gasoductos.

Comenzó sus actividades con los sistemas de gasoductos que le fueron transferidos por ECOPETROL y con los nuevos gasoductos que han entrado en operación.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio

La actividad de regulación involucra el dictado y actualización de normas que marcan las pautas a seguir por la industria del gas, con miras a reglamentar la actividad, para alcanzar los objetivos propuestos de generar competencia y coadyuvar a la solución de los conflictos suscitados entre los sujetos que participan en la actividad de regulación.

a.19) **Ámbito**

El nuevo esquema regulatorio del gas, divide al sector en diferentes niveles: Productores, Transportadores, Distribuidores y Comercializadores. El segmento de producción está regulado por el Ministerio de Minas y de Energía. Los demás segmentos hasta el usuario final están regulados por la CREG. La labor de la CREG se ha centrado en reglamentar las relaciones entre cada uno de estos niveles.

Los sujetos activos de la industria, reconocidos para cada actividad de mercado son:

- **Los productores**, Ecopetrol y los titulares de los contratos de asociación con Ecopetrol para la explotación de hidrocarburos, que extraen gas natural de yacimientos ubicados en el territorio colombiano.

La Ley permite al productor asociado a Ecopetrol, la comercialización directa de su producción de gas.

Los productores de gas, cuya producción está sujeta a la libre competencia y a precios no regulados (en el mercado *spot*), pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados, con comercializadores, distribuidores y grandes usuarios.

- **Los comercializadores**, quienes compran y venden gas natural por cuenta de terceros.
- **Los transportadores** (ECOGAS, PROMIGAS, otros), titulares habilitados para prestar el servicio de transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de entrega a los cargadores (distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores). Constituyen monopolios naturales en su área de operación y consecuentemente sujetos a concesiones nacionales. Tienen reguladas las tarifas y la calidad.
- **Los distribuidores**. La distribución del gas está en manos del sector privado, a través de empresas locales o regionales, mediante contratos de concesión o por el proceso de adjudicación de áreas exclusivas. Son titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales que no contratan su suministro en forma independiente. Constituyen un monopolio natural. Con precios regulados por la CREG. Los distribuidores, realizan las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.
- **Los consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción.

a.20) Objetivos

Los objetivos de la regulación del transporte y distribución del gas natural son:

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural y alentar inversiones para asegurar el suministro en el largo plazo.
- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.

- Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente.
- Establecer una política de precios que refleje los costos económicos de los recursos, liberándolos cuando sea posible o regulándolos con dicho criterio.

a.20.1) Características

El marco regulatorio establece:

a.20.2) Transporte y distribución

El transporte de gas por gasoductos es considerado como una actividad complementaria para la prestación del servicio de provisión de gas y está sujeto por lo tanto al régimen regulatorio previsto en la Ley de Servicios Públicos.

La regulación establece el transporte de gas como una función o actividad independiente y de libre acceso, para la cual la CREG establece las tarifas de peaje o prestación de servicio del transporte.

Según la ley, sólo podrán prestar este servicio las empresas de servicios públicos y las empresas comerciales e industriales del estado que tengan por objeto la actividad de transporte.

Un transportador de gas natural, no podrá realizar de manera directa actividades de producción, comercialización o distribución, existiendo un límite en los intereses económicos que tenga en perspectiva y en empresas que tengan por objeto la realización de estas actividades. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente a las condiciones de compra o distribución.

La regulación para el gas natural en estas etapas de la cadena de suministro tiene tres componentes, el contractual, el técnico-ambiental y el de precios.

En el sector gas natural, la CREG ha regulado la integración horizontal y vertical.

a.20.3) Comercialización interna

La CREG como entidad reguladora del servicio público de gas por tubería, ha fijado las condiciones de la entrada del gas natural a los gasoductos troncales en lo relativo a niveles máximo de precios y al proceso de desregulación de los mismos.

En septiembre de 1995, la CREG reguló la comercialización del gas combustible en cabecera de gasoducto y el régimen de precios de venta del gas natural producido y comercializado en el país.

Dentro del esquema se puede ver que el productor puede vender gas a los comercializadores, distribuidores o a los grandes consumidores finales, la cadena también establece una entrega directa por parte de los comercializadores a los distribuidores quienes a su vez lo venden a los grandes consumidores (sector industrial y eléctrico) o pequeños consumidores (sectores comercial y residencial).

a.20.4) Exportación

En la Resolución 017 de 2000, se establecen las condiciones económicas para suministro y transporte de gas natural de exportación. Las siguientes son sus características más relevantes:

- **Precio de venta de gas natural de exportación:** el precio del gas natural con destino a la exportación será libre. En todo caso, los Agentes Exportadores deberán dar cumplimiento al principio de neutralidad, por el cual debe entenderse que cualquier comprador en Colombia tendrá el derecho a solicitar el mismo tratamiento tarifario y comercial que un comprador en el exterior, si las características de su demanda son similares y si su precio interno es mayor al precio de exportación.
- **Libre acceso:** se deberá permitir el libre acceso e interconexión en todo el recorrido del gasoducto o grupo de gasoductos utilizados para la exportación, tanto los localizados en territorio nacional como fuera de él. Los gasoductos que se construyan para exportar gas, se remunerarán, en el tramo ubicado en el territorio nacional, mediante cargos que serán establecidos por el transportador bajo el régimen de libertad regulada, con sujeción a la metodología general aplicable al sistema nacional de transporte.
- **Prohibición de exportaciones de gas natural:** cuando haya usuarios en Colombia con quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha con las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por la CREG, con el fin de garantizar una oferta energética eficiente en el país, se prohibirá la exportación de gas natural, si se presenta cualquiera de las siguientes condiciones:
 - Cuando existen reservas insuficientes de gas natural:
 - ◆ Se entenderá que existen reservas insuficientes de gas natural producido en Colombia para exportar, cuando el Factor R/P (Reservas Probadas Remanentes / Producción Total nacional) sea inferior a seis años.
 - ◆ Dicha prohibición cubrirá la cantidad de gas total exportada por todos los Agentes Exportadores.
 - Por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural.

En todo caso, de requerirse racionamiento para exportaciones de gas, dicho racionamiento se regirá por los siguientes principios generales:

- Cuando una demanda internacional es cubierta por un Contrato de Suministro, tipo “Pague lo Contratado” o “Pague lo Demandado”, (o está siendo transportado en desarrollo a un Contrato de Capacidad firme), suscrito por lo menos con seis meses de antelación a la ocurrencia de la restricción de suministro (o de transporte), dicha demanda (o servicio de transporte) recibirá el mismo tratamiento aplicable a la demanda doméstica.

- Cuando una demanda internacional está cubierta en desarrollo de un contrato de suministro o de transporte que no reúna las condiciones señaladas en el Literal anterior, o está siendo cubierta a través del mercado secundario y se requiera el gas o la capacidad de transporte para cubrir las restricciones transitorias en el país, no se abastecerá la demanda internacional durante la restricción transitoria.

Manifestación de solicitudes de suministro de gas natural no atendidas: Cualquier Usuario o Distribuidor-comercializador cuya demanda no hubiese sido satisfecha con las tarifas que resultan de las fórmulas aprobadas por la CREG, a pesar de existir un factor R/P superior a seis años y que puedan ser atendidos total o parcialmente con los volúmenes de gas destinados a exportación, podrá manifestar esta situación mediante comunicación escrita ante la CREG.

La CREG evaluará la información suministrada y solicitará a las autoridades competentes adelantar las investigaciones correspondientes, e imponer las medidas requeridas a los Productores-comercializadores con posibilidad física de atender la solicitud de suministro, y que lo mismos hayan respondido negativamente a la solicitud formulada por el Usuario o por el distribuidor-comercializador.

Previsiones para evitar posiciones dominantes

La Resolución 057 del treinta de julio de 1996, en el Capítulo II, fija las reglas que definen la participación de acciones máxima permitida entre las diferentes empresas del sector:

- Los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente a las condiciones de compra o distribución y de su valoración.
- El transportador no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades. Podrá, no obstante, adquirir el gas natural que requiera para su propio consumo, para compensar pérdidas o para mantener el balance del sistema de transporte si ello se hace necesario.
- Las empresas cuyo objeto sea vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico³³ en una empresa de transporte del mismo producto.
- El transportador tampoco podrá tener interés económico en empresas de generación eléctrica.
- El Transportador no podrá otorgar trato preferencial a ningún usuario de sus servicios y en particular, a los comercializadores, distribuidores o grandes

³³ Se considera interés económico, cuando una empresa productora, comercializadora o distribuidora tiene acciones, cuotas o partes de interés de capital en una transportadora en un porcentaje superior al 25% del capital social.

consumidores con quienes tenga una relación de las que configuran interés económico.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución

Las tarifas del gas natural a los consumidores es el resultado de la suma de:

- Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte.
- Tarifa de transporte.
- Tarifa de distribución.

a.21) Precio del gas natural

Los precios de venta del gas en los puntos de entrada al sistema nacional de transporte, son libres con un tope máximo, fijado de acuerdo con los precios del *fuel oil* o del crudo (existen los dos topes a los que se pueden acoger los productores).

Dadas las diferencias marcadas que existen entre los costos de producción de diferentes campos, los precios establecidos en la forma descrita en el párrafo anterior generan rentas diferenciales de gran importancia, en algunos casos, para los campos con costos de producción muy elevados, se limita su posibilidad de acceder al mercado.

El precio del gas en campo para el yacimiento de La Guajira y los correspondientes al gas asociado y no asociado en el resto del país, fueron establecidos mediante Resolución.

El mercado del gas natural, se compone de dos tipos de usuarios: los no regulados y los regulados.

Los no regulados, son aquellos que detentan una demanda mayor a un límite establecido. A partir del 2002 es de 100 MPCD, disminuirá a partir del 2004 a 50 MPCD y a partir del 2006 a 30 MPCD. Estos usuarios pueden negociar libremente los precios del suministro con los productores, pagando los correspondientes cargos de transporte y distribución.

Precio máximo regulado: los precios máximos regulados para el Gas Natural colocado en los Puntos de Entrada a los sistemas de Transporte, son los siguientes:

- Para el Gas Natural Libre producido en los campos de la Guajira, se aplica como Precio Máximo regulado, el fijado en Resolución del MME que esté vigente.
- Para el Gas Natural Libre del campo de Opón se mantiene el Precio Máximo Regulado.
- Se establecen Precios Máximos Regulados para el Gas Natural asociado producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los puntos de entrada al sistema de transporte, variando de acuerdo a la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo.

- Para la producción de campos diferentes a los mencionados arriba, existentes o futuros, los precios se determinarán libremente, sin sujeción a topes máximos, bajo el régimen de libertad vigilada que consagra la Ley 142 de 1994.

A partir del nueve de septiembre del 2005, el precio del gas no estará sujeto a tope alguno.

La nueva regulación del 2000, considera que los Precios Máximos regulados, con excepción de los precios sin sujeción a tope máximo, corresponden a un Contrato pague lo Demandado. Esto significa que el precio del gas por todo concepto que se establezca para este tipo de contrato, deberá ser inferior al de un Contrato Pague lo Demandado y relacionado de manera inversa al porcentaje (%) o volumen de gas que se comprometa, independientemente del consumo.

Los Precios máximos regulados señalados anteriormente, se actualizarán conforme a lo estipulado en la respectiva resolución que les aplique.

A partir del primero de enero del año 2001, el Precio Máximo Regulado se actualiza cada primero de enero y cada primero de julio, conforme a una fórmula, que toma en cuenta el índice del NYMEX para el crudo estándar cotizado en el mercado de Nueva York y el PPI (índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos).

Precios máximos no regulados. En los contratos de suministro celebrados con usuarios no regulados o con comercializadores para atender usuarios no regulados, las partes pueden, de común acuerdo, acogerse a un esquema de actualización diferente al establecido en la fórmula antes mencionada. En caso de no lograrse acuerdo se aplicará lo dispuesto por la fórmula.

a.21.1) Transporte

Desde el punto de vista regulatorio, fue necesario definir una estructura de tarifas de transporte para el gas natural que refleje los costos reales por distancia de este servicio, y que sumada a la libre negociación del suministro con los productores, permita a los gestores de los nuevos proyectos industriales y termoeléctricos optimizar sus costos mediante la selección apropiada de la localización de sus instalaciones. Se considera que ello también incentiva la explotación eficiente de los campos de gas natural, favoreciendo a aquellos con costos marginales más bajos o mejor localizados con referencia a los centros de consumo.

En la parte técnica operativa, la CREG ha venido trabajando en un Reglamento Único de Transporte (RUT), sometido a consulta y concertación antes de ser puesto en vigencia.

La nueva regulación sobre tarifas de transporte quedó establecida en la Resolución 001 del 2000. Esta Resolución tiene por objeto establecer los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte. Fundamentalmente, establece la posibilidad de negociar entre pares de cargos fijos y variables, una metodología de

solución de discrepancias y la libertad tarifaria para consumidores no regulados. Se resaltan los siguientes elementos:

- **Usuario No Regulado:** es un consumidor de más de 500.000 PCD, hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 PCD, hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 PCD, a partir del primero de enero del año 2005, medida la demanda de conformidad con lo establecido en el Art.77, de la Resolución CREG 057, de 1996 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen. Para todos los efectos un Usuario No Regulado es un Gran Consumidor.
- **Metodología general para la estimación de cargos regulados para el servicio de transporte:** los ingresos de las empresas transportadoras son obtenidos mediante una fórmula que toma en cuenta los cargos fijos y cargos variables regulados, que remuneran los costos de inversión; cargos fijos que remuneran los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M); e ingresos en el corto plazo.

La estimación de los Cargos Fijos y Variables Regulados para la prestación del servicio de transporte de un gasoducto o grupo de gasoductos, se basa en la utilización de modelos de flujo de caja descontado.

- **Opciones para la determinación de cargos:** con el fin de adecuar los cargos de transporte y los contratos correspondientes a las necesidades de Remitentes y transportadores, se podrán utilizar las siguientes opciones para la determinación de Cargos Fijos y Cargos Variables que remuneran la inversión:
 - Determinación de cargos regulados por mutuo acuerdo entre las partes.
 - Determinación de cargos regulados utilizando el Procedimiento de aproximación ordinal.
 - Determinación libre de cargos de transporte.

a.21.2) Distribución

En la Resolución CREG-057 de 1996, se establecen las reglas a las cuales deben acogerse los distribuidores de gas, entendiéndose como tales a aquellos que operen redes urbanas de distribución de gas combustible, entre estas podemos mencionar:

(i) Cargos por distribución (Dt).

En cumplimiento de lo establecido en dicha resolución, las empresas distribuidoras existentes presentaron a la Comisión sus respectivos estudios de costos y tarifas, para aprobación del cargo promedio máximo por distribución (Dt) correspondiente. Se ha establecido que estas empresas funcionen dentro de un régimen de libertad regulada, que les permite a partir de las metodologías y las fórmulas tarifarias aprobadas por la CREG, definir las tarifas que van a aplicar a sus usuarios.

Tomando la información presentada por cada empresa, se calculó el Dt, con base en la metodología del costo medio en el largo plazo. De acuerdo a la metodología establecida

se tuvo en cuenta para el cálculo del costo de distribución: la inversión en activos fijos tanto en operación, como proyectadas (gasoductos troncales, redes de distribución, estaciones de regulación y otros activos fijos), gastos operacionales (AOM), y una rentabilidad del 14% sobre la inversión, antes del impuestos.

Adicionalmente, se regularon fórmulas tarifarias para calcular el costo medio total del servicio correspondiente a cada empresa, las cuales permiten trasladar los costos de compra y transporte del gas, los costos de distribución, comercialización y el costo de las pérdidas a los usuarios finales, de forma que el precio al consumidor final está determinado por el precio de entrada al gasoducto, la tarifa de transporte y el cargo por distribución.

Las fórmulas tarifarias aprobadas tienen una vigencia de cinco años, a menos que antes exista un acuerdo entre la empresa y la CREG, para modificarla o prorrogarla, o que ocurra cualquiera otro de los eventos previstos en la Ley 142 de 1994, para modificar o revocar la fórmula tarifaria.

De acuerdo con la Resolución CREG-057 de 1996, las empresas deben establecer las tarifas a sus pequeños consumidores de gas natural, calculando el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m³) para compras de gas natural en troncal (Gt) y el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico (\$/m³) de transporte en troncal (Tt), sobre la base de los contratos de compra y transporte que celebren, y en la forma indicada en la misma resolución. Igual tendrán obligación de informar los reajustes de tarifas que realicen como consecuencia de la variación en los índices de precios que contiene la fórmula.

En la resolución CREG-067/95, la Comisión expidió el Código de distribución de Gas combustible por redes, cuyo propósito principal es el de definir los derechos y responsabilidades entre los distribuidores, comercializadores y usuarios, los criterios de expansión, seguridad y calidad del servicio de distribución.

a.21.3) Zonas de servicio exclusivo

La Comisión expidió la resolución 014, del 18 mayo de 1995, la cual fija los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas. Estas áreas de servicio exclusivo, corresponden a una modalidad de concesión que estableció la Ley de Servicios Públicos, que se otorga por vía licitatoria a empresas que se comprometan a tener amplio cubrimiento de grupos de consumidores de escasos recursos.

a.21.4) Contribuciones y subsidios

El artículo primero de la Ley 286 de 1996, establece un período de transición para que las empresas de servicios públicos alcancen los límites establecidos en la Ley 142 de 1994, en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios, partiendo de los porcentajes que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994, eran aplicados.

Modalidad contractual

En las modalidades tarifarias y contractuales que ha establecido la CREG, cabe mencionar que se ha fijado un precio máximo del gas hasta el año 2005 (Resolución 057 del 96), pero que se permiten modalidades contractuales que flexibilizan este precio máximo, permitiendo que se calcule un precio promedio máximo ponderado, en un período de tiempo no superior a tres años para producción, y de un año para transporte, es decir que el precio o la tarifa a pagar puede exceder en un momento dado el máximo establecido, siempre y cuando al final del período el promedio no sobrepase los máximo.

En cuanto al tipo de contratos, la CREG ha establecido la posibilidad de firmar contratos firmes, sin interrupción y pico (Resolución 057 de 1996, artículo 56). Adicionalmente la comisión aceptó el pago de un cargo por disponibilidad (Resolución 057 de 1996, artículo 73), como modalidad contractual, la cual no necesariamente está ligada a un volumen a ser transportado, sino que es una suma fija que se paga por tener derecho a un contrato no interrumpido por parte del comprador.

Puesto que en la actualidad los únicos comercializadores de gas en el país son Texaco y fundamentalmente ECOPETROL, la modalidad de contratación para la compraventa de gas es la que ha puesto en práctica esta última Empresa, y se puede caracterizar así:

- **Contratos con cláusulas “Take or Pay”:** en esta modalidad el productor se compromete a entregar un porcentaje mínimo del volumen contratado y el Comprador se compromete a recibir un porcentaje mínimo del volumen contratado.

En contraprestación por esta disponibilidad el comprador paga el gas contratado, con independencia de la cantidad que tome. Actualmente el comprador debe pagar un mínimo del volumen anual contratado con la tarifa de “Take or Pay” y adicionalmente debe cancelar un cargo por uso del gas que realmente consuma. Para un generador termoeléctrico, sujeto a la incertidumbre del despacho por mérito económico, esta modalidad es bastante difícil de manejar, lo cual no sería el mismo caso para un consumidor industrial que tiene una alta certidumbre de consumo y por ende menor dificultad en el manejo de su contrato.

- ◆ **Contratos sin interrupción:** el Productor o comercializador se compromete a vender un volumen de gas combustible durante un período determinado, pero se reserva el derecho de interrumpir el suministro, dando aviso al comprador durante un cierto tiempo durante el período contratado.
- ◆ **Contrato con prima de disponibilidad o Interrumpido por el Consumidor:** en los casos en que el comprador no tiene seguridad del consumo, pero no puede correr el riesgo del Contrato sin interrupción (por el Comercializador), hay un mecanismo de pago, que no está ligado a los volúmenes transados, sino a otro “bien”, que es la confiabilidad de suministro.

Esta confiabilidad se denomina en la Normativa Prima de disponibilidad. Consiste en un pago que el comprador le hace al vendedor por garantizarle el hecho de tener a su disposición unos volúmenes determinados de gas, para que el comprador haga uso de ella. En la práctica la Prima de

disponibilidad, es un sobrecosto para el gas por fuera de los topes establecidos por la CREG, ya que cuando el Consumidor utiliza el gas debe cancelar su valor independiente de la Prima.

- ◆ **Contrato de Precios Variables:** aún cuando no se aplica en la práctica, está permitido por la Resolución mencionada una modalidad mediante la cual los Comercializadores de gas natural podrán celebrar contratos de venta, en los que temporalmente el precio del gas supere los topes máximos fijados por la Comisión, si en promedio, y durante el período pactado entre las partes, no se excede el máximo que hubiese debido pagar el Consumidor si se hubiese contabilizado y pagado en forma diaria, de acuerdo con los topes ya establecidos por la Comisión. Con esto se persigue que a las diferentes empresas Consumidoras de gas natural, se les facilite firmar contratos, en los cuales los precios puedan oscilar de acuerdo con la racionalidad económica de cada negocio; pero que en promedio, el precio máximo fijado por la CREG se respete.
- ◆ **Contratos ocasionales (“Spot”):** Las partes acuerdan el contenido del contrato, incluido el precio, pero no hay obligación de suministro por parte del Comercializador, ni de compra de ningún volumen por parte del Consumidor. Cuando esto último si requiere gas lo solicita el día anterior (durante el proceso de Nominación) y si el Comercializador lo tiene disponible, se acuerda en firme el suministro.

Cada una de las modalidades mencionadas, es una respuesta que intenta darle solución a un problema que puede sintetizarse diciendo, que el Productor desea poder mantener tasas constantes de producción en períodos discretos, principalmente si se trata de producción de gas asociado, mientras que el consumo está sujeto a variaciones que pueden ser horarias, diarias, estacionales, o simplemente a las oscilaciones peculiares de cada sector económico. De aquí, que sea necesario precisar cual es el perfil de los potenciales Consumidores y tratar de diseñar una modalidad de venta que concilie los intereses de las partes.

Fortalezas y debilidades de la regulación

En el mercado mayorista del gas subsisten serias imperfecciones para avanzar en el camino de la libre competencia, especialmente por el reducido número de productores, la posición mayoritaria de Ecopetrol en el mercado y la operación de un mercado extremadamente volátil.

En el eslabón de producción una seria limitante puede ser, la forma que Colombia adoptó desde hace años, para desarrollar su industria de hidrocarburos y captar la renta de la misma a través de una empresa estatal. Esta estructura hace difícil introducir condiciones para disputar (competencia efectiva o potencial) en los mercados del gas.

Se ve que el mercado de gas en Colombia continuará por un tiempo con una estructura monopolista o eventualmente oligopólica, al comercializarse en parte, el gas de los asociados de Ecopetrol y el gas de regalías.

No obstante, dentro de esta perspectiva no debería existir mucho margen para el ejercicio del poder dominante, en razón que el gas tiene que competir con otros energéticos en los mercados finales y eventualmente con gas importado. Sin embargo, en la práctica, la modalidad de contratos del tipo “*take or pay*” suscritos entre Ecopetrol y los generadores, ha representado posiblemente, ventajas para el productor y distorsiones en el mercado.

En la actualidad, se avanza en el proceso de desregulación en cuanto a los precios del gas natural.

Desde el punto de vista de la regulación, fue necesario definir una estructura de tarifas de transporte para el gas natural, que refleje los costos reales por distancia de este servicio.

Como una debilidad de la regulación, es decisión no honrar los contratos de compraventa internacionales cuando en el país se tiene restricciones transitorias.

Cuando se tiene reservas descubiertas sea de gas libre o asociados, los precios se determinan libremente sin sujeción a tope máximo.

Evolución esperada de la regulación

Eliminación de los precios topes a partir del año 2005.

Restricciones asociadas al tamaño del mercado

La restricción más importante, es lo volátil del mercado de gas en el sector de generación eléctrica.

Ecuador

La estructura tarifaria del sector presenta graves problemas resultantes del desfase entre los precios internos y el nivel internacional de los costos de producción, transmisión y distribución. Como resumen puede observarse que mientras los costos de producción en central se encuentran cerca de los 40 US\$/MWh, la tarifa a usuario final rondaba los 25 US\$/MWh y actualmente se encuentra en un nivel cercano a los costos. Este desfasaje ha creado una verdadera bancarrota en el subsector eléctrico, dificultando el progreso del mercado ecuatoriano e inhibiendo el ingreso de inversiones en el sector. Es un mercado de alta volatilidad en precios por un problema de diseño regulatorio, alcanzando valores muy altos en el período de sequía. Varios aspectos contemplados en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y Reglamentos no han sido aplicados: tarifa, concesiones, garantías, y corte por falta de pago. Existen varias instituciones que influyen en la marcha del subsector eléctrico, dificultando un desarrollo adecuado.

Respecto al gas natural, no existe un marco legal explícito, aunque existen algunos lineamientos para la disposición de la producción de gas en campos que puedan ser operados por empresas privadas. De acuerdo a las citadas disposiciones legales, la comercialización estaría en manos de PETROECUADOR. Los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos podrán

suscribir, si encontraren yacimientos comercialmente explotables en el área del contrato, contratos adicionales para la explotación de gas natural libre.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Ecuador

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales

A inicios de la década de 1970, el sector eléctrico entró en un proceso intensivo de electrificación a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL. Se construyeron grandes centrales, se desarrolló el Sistema Nacional Interconectado, se conformaron estructuras de planeamiento y operación, se incrementaron de forma importante los índices de electrificación nacional. El INECEL, entidad estatal de carácter nacional, concentró todo el proceso de la industria eléctrica, desde la planificación hasta la operación, incluyendo la regulación y control de su gestión.

Al inicio de los 90, la liberalización de la economía y la globalización de los mercados, hizo que las empresas estatales verticalmente integradas como INECEL, empiecen a fallar o a evidenciar sus falencias por la forma de administrar el negocio eléctrico, convirtiéndose en endémicos problemas técnicos como las pérdidas y la pérdida paulatina de financiamiento, por la tarifa. Aparecen los racionamientos de energía en los períodos de estiaje de los años 1995, 1996 y 1997, con las consecuencias desastrosas que ello conlleva. El INECEL se vio obligado a contratar producción de energía a generadores privados (Ecuapower, Electroquil, Energycorp), a altos precios para superar el déficit, utilizando contratos de 2 a 5 años de duración.

Impulsado por la crisis y la falta de recursos, Ecuador, igual que los demás países latinoamericanos, hizo reformas profundas en el sector, permitiendo la iniciativa privada en el desarrollo de la industria eléctrica. La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE, se promulga en 1996, pero se empieza a aplicar recién a partir del primero de abril de 1999. La concepción fundamental de la transformación se basa en la separación explícita del monopolio en tres negocios: generación, transmisión, distribución y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Se crean de esta forma, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores, encargados del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final

Se encargan de la administración de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), responsabilizándose del abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica, por parte de empresas generadoras, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

La Ley prevé las obligaciones de los agentes según:

- **Generación:** Los generadores explotarán sus empresas asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia.
- **Transmisión:** Para la Empresa (única) de Transmisión (TRANSELECTRIC), formada con los activos de propiedad del Estado correspondiente al SNI, se aplicarán las mismas normas para la participación del sector privado que las establecidas para las empresas de generación. El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. La planificación será realizada utilizando criterios de eficiencia económica y confiabilidad aceptados.
- **Distribución:** La distribución y comercialización de energía eléctrica se realiza por sociedades anónimas, para satisfacer en los términos del contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida. El CONELEC, otorgará la concesión de distribución por cada área geográfica fijada en el Plan Maestro de la Electricidad, basada en la competencia por comparación.

En general, el nuevo sector eléctrico se ha organizado sobre la base de la división vertical de actividades de generación, transporte y distribución, así como en la desagregación horizontal de la generación.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales.

Las transacciones que pueden celebrarse en este mercado, son en el mercado ocasional o contratos en plazo.

En el mercado ocasional, conocido más comúnmente como spot, la producción y el consumo de energía se valoran temporalmente cada hora, dependiendo del sitio de producción y consumo con base en el precio marginal en corto plazo del sistema determinado y con base a la minimización de los costos variables de producción de la generación.

Dada la variabilidad o volatilidad de los precios spot, es fundamental que el Mercado Mayorista, estructure mercados comerciales a futuro, a fin de estabilizar precios de parte de la producción y consumo. Este mercado comercial es el mercado a término, que no tiene injerencia en la operación a mínimo costo del sistema o en el mercado spot. Tanto generadores como distribuidores participan de los dos mercados.

Las características físicas de producción y consumo instantáneo de electricidad, la imposibilidad de almacenamiento del producto, la necesidad de mantener una operación estable en la red de generación-transmisión, la poca elasticidad de oferta y demanda, hacen volátiles los precios. De allí la necesidad de estructurar el mercado financiero de contratos, que en combinación con el mercado spot configura el ambiente efectivo de la competitividad y desarrollo.

En condiciones de despacho económico, sin restricciones de la red, el costo marginal de energía se determina en la Barra de Mercado, como el costo variable de producción de la unidad de generación, que atiende el incremento de carga con la reserva necesaria para garantizar la calidad y confiabilidad del sistema.

El costo de generación se determina por el costo variable de producción, en el caso de las unidades térmicas y plantas hidráulicas de pasada, y por el costo de oportunidad de la oferta hidráulica (valor del agua) para plantas hidráulicas con embalses de regulación mensual o superior. En el caso de las Interconexiones Internacionales, específicamente la importación, por el precio de oportunidad ofertado para esa energía.

Se determina el precio unitario de potencia, como el precio unitario de potencia correspondiente al costo unitario mensual de capital, más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica, para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital, considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, lo define cada 5 años el CONELEC. En el presente, el precio unitario de la potencia es de 5,6 U\$\$/kW-mes.

Transmisión: la remuneración y las fuentes de ingreso.

La tarifa de transmisión discrimina un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión, relacionado con el uso de las instalaciones y equipos exclusivos del agente del mercado mayorista para conectarse al sistema. Estos cargos se calculan con base en la demanda máxima mensual no simultánea.

Distribución: el libre acceso a las redes, los modelos regulatorios.

Las empresas de distribución cuentan con concesiones y son los únicos proveedores de energía en los consumidores finales en sus áreas de influencia. Las tarifas para usuarios finales se encuentran reguladas y su estructura debería considerar los costos en cada uno de los tramos, como pudo verse en el capítulo II, los precios establecidos no reflejan los costos reales de prestación del servicio y distan de cubrir los verdaderos costos.

Sólo los grandes consumidores están autorizados para comprar energía en el mercado mayorista y para hacerlo, deben pagarle al distribuidor un cargo por el uso de sus redes.

Tanto las transportadoras como las distribuidoras deben garantizar el acceso libre a sus redes.

Fortalezas y debilidades de la regulación.

La estructura tarifaria del sector presenta graves problemas resultantes del defasaje entre los precios internos y el nivel internacional de los costos de producción, transmisión y distribución. Resumiendo, puede observarse que mientras los costos de producción en central se encuentran cerca de los 40 mills/kWh, la tarifa a usuario final ronda los 25 mills/kWh, se debe tener presente que los combustibles se encuentran subsidiados. Este desfase, parece ser un problema y sólo podrá resolverse mediante la progresiva elevación de la tarifa al usuario final, lo que requerirá la aplicación de subsidios al consumo. Esta condición dificulta el progreso del mercado ecuatoriano y traba el ingreso de inversiones en el sector.

La aplicación del modelo a partir de abril de 1999, nos da el siguiente escenario:

- No se han ejecutado inversiones en proyectos de generación.
- La cartera vencida de los distribuidores a generadores supera los 420 millones de dólares, que representa el 60% de la facturación.
- Salida de operación de 100 MW de Energycorp a inicios del 2000, por suspensión del permiso de operación por parte del CONELEC.
- Salida de operación de 130 MW de Ecuapower, a partir del primero de febrero del 2001, por decisión de la compañía.
- Existen varias instituciones que influyen en la marcha del sector eléctrico.
- Volatilidad en precios, alcanzando valores muy altos en el período de estiaje.
- No se han corregido restricciones o saturaciones en la red de transmisión.
- Altas pérdidas en distribución que promedian el 20% en niveles nacionales.
- Varios aspectos contemplados en la LRSE y Reglamentos no han sido aplicados: tarifa, concesiones, garantías, corte por no pago.
- No existe garantía de abastecimiento de energía al país, durante los años 2001 y 2002.

Regulación y Tarifa: El CONELEC estableció una tarifa deficitaria desde el inicio, 6.5 centavos de dólar el kWh, frente a un valor real de 8.24. No se establecieron compensaciones por este concepto ni mecanismos transitorios que consideren esa realidad. Esta señal de partida se configuró en una señal inadecuada para la implantación del modelo.

Esta tarifa colapsó a 2.5 centavos en el año 2000 por los factores antes señalados de crisis en el país. Se efectuó un ajuste a partir de junio del 2000 con un esquema gradualista de incremento mensual y a la fecha se tiene una tarifa de 6.2 centavos frente a un valor real de 10.3.

La falta de un plan transitorio de aplicación y conocimiento hasta llegar al pleno funcionamiento del MEM, constituyó un error de inicio, puesto que a partir del primero de abril de 1999, se empezó a aplicar toda la normativa que cambiaba totalmente los procedimientos de comercialización vigentes hasta el 31 de marzo de 1999.

Cartera Vencida del MEM: La cartera vencida de las empresas distribuidoras al Mercado Eléctrico Mayorista es de 420 millones de dólares, que constituye el 60 % de los montos facturados en el período abril 1999 – abril 2001.

El bajo porcentaje de pago es otra señal inadecuada para el funcionamiento del modelo, generada por dos causas, la tarifa deficitaria y la histórica práctica de no pago de algunas distribuidoras.

El Gobierno Nacional a través de decreto ejecutivo No. 1311, de marzo del 2001, reconoce la existencia del subsidio indirecto en el sector eléctrico y asume la obligación

de pagar la diferencia de ingresos, generada por el déficit tarifario correspondiente para compensar las deudas que tienen las distribuidoras con las empresas de generación y transmisión en el MEM.

Estructura Ineficiente de Costos de Generación: Los precios altos del mercado spot y su aguda volatilidad en el Ecuador son el resultado de la composición de generación. La componente hidroeléctrica está dominada por la central Paute, que presenta una insegura confiabilidad energética debido a un embalse de reducida capacidad y por alta incertidumbre en los aportes hidrológicos. La dependencia del país con esta central, que contribuye con el 55 % de sus necesidades, configura su debilidad energética y la consiguiente inestabilidad de precios.

El parque termoeléctrico está conformado por unidades turbo vapor, unidades de combustión interna y turbinas de gas. Los combustibles utilizados son bunker y diesel valorados a precio internacional. No se dispone de centrales de ciclo combinado ni se usa gas natural. Los costos variables de operación de esta estructura se encuentra en el rango de 4 a 13 centavos de dólar por kWh, que determina un esquema ineficiente de oferta que conduce fácilmente a altos precios marginales en épocas de estiaje o en momentos de salida forzosa de unidades más económicas.

No se registran nuevas inversiones en generación, a pesar de la existencia de señales tan claras, debido a la falta de garantía de pago que converge con las señales adicionales de riesgo país.

Saturación de la Transmisión: El rol del transmisor es vital en el proceso de competencia cuando permite el flujo por la red a mínimo costo. Las restricciones en el SNI como saturación de vínculos, especialmente transformadores, han dado lugar a sobre costos y a una desoptimización del uso de la energía hidráulica. La falta de capacidad de transformación en subestaciones de la red troncal del sistema de transmisión, si bien se está ejecutando, no ha sido corregida hasta la fecha.

Contratos en el Largo Plazo: En condiciones normales un comprador de energía en el mercado de contratos no recibirá precios inferiores en promedio a aquellos que obtendría comprando directamente del mercado ocasional, la diferencia estriba en el amortiguamiento de la volatilidad. Por ello, los problemas de mercado aplicados al sector eléctrico son solucionados por un portafolio de contratos de suministro en el largo plazo y las transacciones spot en corto plazo.

El MEM realizó todas las transacciones comerciales de energía en el mercado ocasional o spot hasta septiembre del 2000. Problemas de conocimiento de funcionamiento del modelo, la falta de regulaciones transitorias, la dificultad de planificar un flujo de caja, son aspectos que distorsionaron la aplicabilidad y confundieron a los Agentes.

A partir de octubre, se han firmado contratos conjuntos entre generadores y distribuidores que tienden a corregir la deficiencia tarifaria, no a fomentar la competencia, constituyéndose también en mecanismo transitorio para absorber distorsiones derivadas en la tarifa.

Privatización: La conformación de la propiedad de las empresas eléctricas se ha mantenido inalterable, es decir además de las empresas privadas existentes, todas las

empresas de distribución y generación son propiedad del estado. El doble papel del Gobierno como regulador y propietario de activos, genera desconfianza en los agentes privados. Esta constituye la tercera señal negativa en la implantación del modelo de mercado.

La Operación del Sistema: La coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, no registra dificultades, pues tiene el antecedente de la experiencia previa y de los recursos disponibles en un centro de control moderno para efectuar la supervisión de la seguridad y la calidad de servicio. Existe una estructura jerárquica operativa consolidada en la que la máxima autoridad, la constituye el CENACE, con normas y procedimientos claros y probados. Los servicios complementarios para regulación de frecuencia y voltaje, han sido normados a fin de asegurar la participación de los Agentes en el control de la calidad de servicio. La falta de centros de control en niveles de distribución, dificulta algunas labores de coordinación, especialmente en situaciones de emergencia.

Reestructuración del Sector Gas Natural En Ecuador

Ecuador no tiene un marco legal explícito para el gas natural, lo que tiene son unos lineamientos para la disposición de la producción de gas en campos, que puedan ser operados por empresas privadas.

De acuerdo a las citadas disposiciones legales, la comercialización estaría en manos de Petroecuador. En el Capítulo IV de la Ley de Hidrocarburos, se establecen las reglas sobre el gas natural. A continuación, se extraen los artículos pertinentes:

Art. 31-A.- Si conviniere a los intereses del Estado, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos podrán ser modificados por acuerdo de las partes contratantes y previa aprobación del Comité Especial de Licitación (CEL). Para ello se requerirán los informes previos favorables del Procurador General del Estado, del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, del Consejo de Administración de PETROECUADOR y del Ministro de Energía y Minas.

Art. 32.- El Estado autoriza, de acuerdo con las formas contractuales previstas en esta Ley, la explotación de petróleo crudo o de gas natural libre; por lo tanto, los contratistas o asociados, tienen derecho solamente sobre el petróleo crudo o el gas natural libre que les corresponda según dichos contratos.

Los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de gas natural libre si encontraren en el área del contrato, yacimientos comercialmente explotables.

A su vez, los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de gas natural libre, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de petróleo crudo si encontraren, en el área del contrato, yacimientos petrolíferos comercialmente explotables.

Art. 34.- El gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos pertenece al Estado y solo podrá ser utilizado por los contratistas o asociados en las

cantidades que sean necesarias para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, previa autorización del Ministerio del Ramo.

En yacimientos de condensado o de elevada relación gas-petróleo, el Ministerio del Ramo podrá exigir la recirculación del gas.

Art. 35.- El Estado, a través de PETROECUADOR, en cualesquiera de las formas establecidas en el artículo 2 de esta Ley, podrá celebrar contratos adicionales con sus respectivos contratistas o asociados o nuevos contratos con otros de reconocida capacidad técnica y financiera para utilizar gas proveniente de yacimientos petrolíferos, con fines industriales o de comercialización, y podrá, asimismo, extraer los hidrocarburos licuables del gas que los contratistas o asociados utilicen en los casos indicados en el artículo anterior.

Art. 36.- Los contratistas o asociados entregarán a PETROECUADOR, sin costo, el gas proveniente de yacimientos de condensado, no utilizado para los casos previstos en el artículo 34, que PETROECUADOR requiera para fines industriales, de generación de energía eléctrica, comercialización o de cualquier otra índole. PETROECUADOR pagará solamente los gastos de adecuación que, para dicha entrega, realicen los contratistas o asociados.

Art. 37.- Los yacimientos de condensado de elevada relación gas-petróleo se considerarán yacimientos de gas libre, siempre que, a juicio del Ministerio del Ramo, resulta antieconómica la sola producción de sus hidrocarburos líquidos.

Art. 39.- Los excedentes de gas que no utilicen PETROECUADOR ni los contratistas o asociados, o que no pudieren ser reinyectados en los respectivos yacimientos, serán motivo de acuerdos especiales o se estará a lo que dispongan los reglamentos.

Los contratistas o asociados no podrán desperdiciar el gas natural, arrojándolo a la atmósfera quemándolo, sin autorización del Ministerio del Ramo.

Art. 41.- Las sustancias que se encuentren asociadas a los hidrocarburos y que sean comercialmente aprovechables, podrán ser recuperadas y explotadas solo por PETROECUADOR, en cualesquiera de las formas contempladas en esta Ley.

Paraguay

La estructura del subsector eléctrico paraguayo no prevé la separación entre las actividades de generación, transmisión y distribución. ANDE, la empresa estatal, ejerce simultáneamente los papeles de regulador, operador y proveedor de servicios. Se requiere de la aprobación de ANDE para la renovación o introducción de corrección en cualquier concesión de explotación de los servicios de energía eléctrica y para cualquier proyecto de ampliación o modificación de la infraestructura existente.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Paraguay

No existe un marco regulador para el gas natural. Existe un proyecto de ley para el transporte de gas por gasoductos.

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales.

El 12 de agosto de 1964, se crea la “*Administración Nacional de Electricidad*” (ANDE), para cumplir con los patrones adecuados a las necesidades de energía eléctrica del país, promoviendo el desarrollo económico y priorizando el bienestar en la población, mediante el aprovechamiento racional de los recursos energéticos nacionales. Concerniéndole a ANDE para alcanzar tal propósito, la realización de las siguientes funciones:

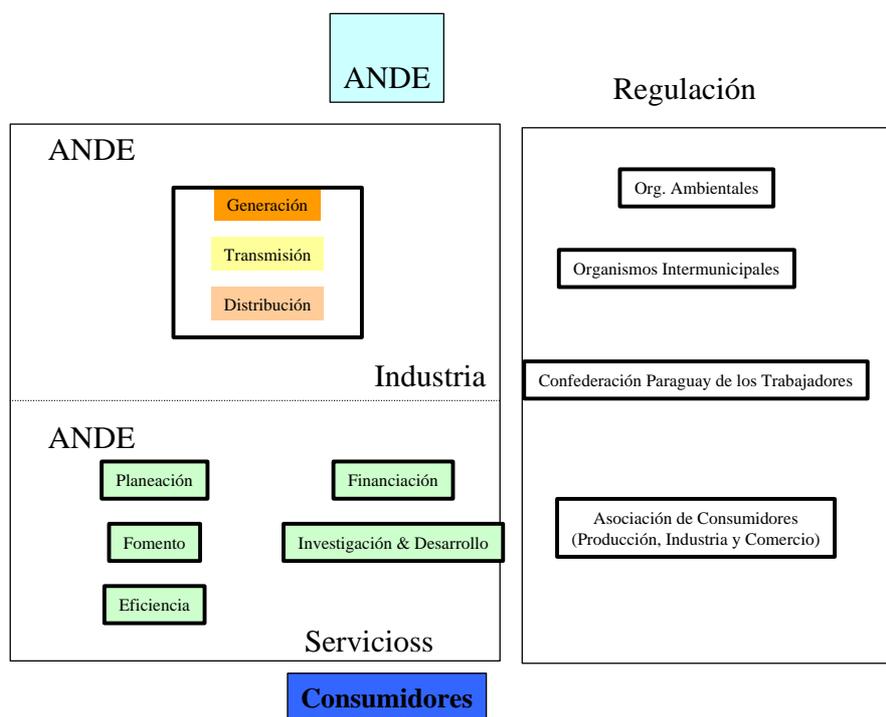
- Elaborar los planes y programas de desarrollo en el sector eléctrico nacional, Plan Nacional de Electrificación, que será actualizado por lo menos cada cinco años y será sometido a la aprobación del Poder Ejecutivo.
- Proyectar, construir y adquirir obras de generación, transmisión y distribución eléctrica, más otras instalaciones y bienes necesarios para el funcionamiento adecuado de los servicios eléctricos.
- Explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de su propiedad o de terceros, que pongan a su cargo la provisión de energía en los consumidores y en el servicio de iluminación pública, de acuerdo con tarifas aprobadas conforme las disposiciones de la Ley N° 966.
- Comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica a empresas privadas o públicas.
- Reglamentar los asuntos pertinentes a la energía eléctrica (generación, transmisión y distribución).
- Coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país y fomentar el consumo de energía;
- Realizar, en general, todas las demás etapas y funciones pertinentes al cumplimiento de su finalidad.

ANDE ha sido creada como institución autárquica, descentralizada de la administración pública, con duración ilimitada, con empresa establecida y patrimonio propio. ANDE, se encuentra sujeta a las disposiciones civiles y comerciales comunes. Las relaciones oficiales de ANDE con el Poder Ejecutivo serán mantenidas con el Ministerio de Obras Públicas y Comunicación, logrando mantener contacto directo con los otros Poderes del Estado y otras dependencias administrativas del gobierno.

La estructura del sector eléctrico paraguayo es vertical, no hay separación entre las actividades de generación, transmisión y distribución. ANDE, ejerce simultáneamente los papeles de regulador, operador y proveedor de servicios. La administración general de las actividades en ANDE, están a cargo del consejo de administración, constituido por el presidente de la entidad y cuatro consejeros. La designación de los miembros del consejo administrativo es prerrogativa del Poder Ejecutivo

Las políticas son definidas por el estado y la empresa integrada puede ser vista como:

Gráfico 69. Estructura del Sector Eléctrico en Paraguay



Transporte y Distribución

ANDE posee la exclusividad en la provisión pública de energía eléctrica en todo el territorio nacional y gozará de un carácter preferencial en el aprovechamiento de los recursos hídricos. Las concesiones de explotación, en los servicios de energía eléctrica existentes en favor de empresas privadas u otros tipos de entidades, son respetadas hasta su término legal. Una opinión favorable de ANDE se hace necesario, para la renovación o introducción de corrección en cualquier concesión de explotación de los servicios de energía eléctrica. También se hace menester, obtener la aprobación de ANDE para cualquier proyecto de ampliación o modificación en la infraestructura existente.

Para delegar sus derechos exclusivos de explotación, en los servicios de energía eléctrica para otras empresas, se precisa de la aprobación del consejo de administración, por una votación de por lo menos cuatro votos a favor de un total de cinco. La delegación de dichos derechos será realizada mediante un contrato, *ad-referendum* del Poder Legislativo.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales

La forma de regulación está basada en el costo del servicio, suponiendo que haya una tasa de retorno de capital prefijada. La determinación del precio de las tarifas se efectúa sumando los costos de O&M, costos de depreciación y la remuneración de la inversión, tal sistema se denomina tarificación por el costo del servicio.

En Paraguay, las tarifas de provisión de energía y otros servicios prestados por ANDE, son aprobados por el consejo de administración, mediante el voto de por lo menos cuatro de sus miembros. Enseguida las modificaciones deben ser sometidas al Consejo

Nacional de Coordinación Económica, que se pronunciará sobre el asunto dentro de un plazo máximo de 15 días.

El Consejo Nacional de Coordinación Económica verifica los ingresos, gastos e inversiones realizados, con el fin de asegurar una tarifa justa, que preserve la salud financiera de la empresa y propicie los recursos adecuados para la expansión de la infraestructura eléctrica existente. Las tarifas están determinadas de manera que los ingresos obtenidos por su aplicación cubran los costos y obtengan una rentabilidad razonable sobre las inversiones realizadas. Por a Ley N^o 966, la rentabilidad no debe ser inferior al 8%, ni tampoco superior al 10% de la inversión inmovilizada, debidamente corregida durante el ejercicio. Una cuenta especial creada por ANDE, acredita o debita las cantidades superiores o inferiores a la rentabilidad permitida, para hacer el ajuste al final de un determinado período.

La tarifa es única en el territorio nacional, y existe solamente distinción por clase de consumo: residencial, comercial, industrial y rural. La elaboración de las tarifas por clase, toma en consideración el objeto y la modalidad de consumo, así como la influencia de los mismos en los gastos del sistema y la capacidad económica de los consumidores.

Importación & Exportación: La construcción de la hidroeléctrica de Itaipú, en la frontera entre Brasil y Paraguay, fue la primera obra que refleja la tendencia de integración energética entre los países del cono sur de América Latina. La planta eléctrica es la más grande del mundo, en funcionamiento con 18 turbinas de 700 MW cada, totalizando 12.600 MW. El tratado para la construcción de dicha planta eléctrica fue establecido el 26 de abril de 1973.

Entre otras disposiciones, el Tratado de ITAIPU establece que la energía producida para el aprovechamiento será dividida igualmente entre ambos países, teniendo cada uno el derecho de adquirir la energía que no sea utilizada por el otro, para su propio consumo.

Las obras de construcción del aprovechamiento se iniciaron en 1975 y en el mes de mayo de 1984 entró en operación la primera unidad generadora. Siete años después, en julio de 1991, se puso en servicio la última de las 18 máquinas, con ese marco, la planta alcanzó una capacidad de 12.600 MW, con nueve unidades generadoras en cada una de las frecuencias de 50Hz y 60Hz. La Planta Hidroeléctrica de ITAIPU dispone por lo tanto, de una potencia instalada de 12.600 MW. En 1997, produjo cerca de 89 TWh, suministrando el 26,4% de las necesidades de energía eléctrica de Brasil y el 79% de las necesidades de Paraguay.

El Tratado no se preocupó mucho por la parte de la operación eléctrica entre los dos países. El acuerdo de cooperación Técnica/Operativa firmado entre Brasil, Argentina y Paraguay, enfocó principalmente el mantenimiento de un nivel adecuado del Río Paraná corriente arriba de la planta, para posibilitar nuevos aprovechamientos hidroeléctricos, facilitar la navegación y controlar las inundaciones.

La planta hidroeléctrica de Itaipú puede operar con la flexibilidad que aconseje su mejor utilización, aunque manteniendo rendimiento corriente arriba, de modo que no pase con los siguientes parámetros relacionados a la navegación y medidos, de acuerdo con la práctica internacional en la frontera fluvial entre los tres países.

Los proyectos de Itaipú (Brasil y Paraguay) y Yacyretá (Argentina y Paraguay), poseen procedimientos adecuados de coordinación operativa para la obtención de beneficios recíprocos, lo que coloca al Río Paraná como el primer eje de integración energética, Brasil – Argentina – Paraguay.

En noviembre de 1999, se divulgó un borrador (*draft*) preliminar a el “Proyecto de Ley de Electricidad”, que parecía iniciar la reforma del sector eléctrico paraguayo 2.2 Reflexiones.

Fortalezas y debilidades de la regulación

- La estructura del sector eléctrico paraguayo es vertical, no hay separación entre las actividades de generación, transmisión y distribución.
- ANDE ejerce simultáneamente los papeles de regulador, operador y proveedor de servicios.
- Se requiere del visto bueno de ANDE para la renovación o introducción de corrección, en cualquier concesión de explotación de los servicios de energía eléctrica y para cualquier proyecto de ampliación o modificación en la infraestructura actual.
- Existen graves problemas de transmisión.

Reestructuración del Sector Gas Natural en Paraguay

No tiene un marco regulador para el gas natural. Existe un proyecto de ley para el Transporte de Gas por gasoductos.

Perú

Si bien no existen conflictos mayores en el mercado mayorista, existen varios elementos que requieren de una solución para lograr un funcionamiento más eficiente del mercado. Entre estos se encuentran:

- El precio de la energía que se traspa a los usuarios finales con precio regulado es un precio de barra calculado por el regulador, lo que incentiva comportamientos no eficientes por parte de los distribuidores.
- Declaraciones del precio del gas ante contratos de tipo “take or pay” y también en las declaraciones de precios de los generadores que son propietarios del gas.
- La expansión del sistema de transmisión funciona parcialmente planificada, pero en forma independiente de las decisiones de instalación de la generación, y esto puede potencialmente inducir decisiones ineficientes de instalación de generación .
- Las tarifas de transmisión se basan en el reconocimiento de ingresos de capital, producto de evaluar al sistema existente previo a la reestructuración a su valor

nuevo de reemplazo creando así altos costos de transmisión para un país que tiene en desarrollo su sistema de transmisión.

- La nueva metodología para realizar los pagos por potencia podría promover la sub-declaración de costos variables, con impacto sobre la remuneración de la generación, en particular la de origen hidroeléctrico. Esto se ve agravado por ser un sistema con alto nivel de contratación.

En cuanto al gas, no existe competencia entre productores y es poco probable que se origine en el futuro. El campo Camisea está muy alejado de otros campos (Aguaytia y Talara) que puedan competir en el mercado de Lima. Tampoco existe una red de transporte que conecte los mercados de consumo con los campos de gas.

Debido a que los costos de transportes presentan importantes economías de escala, uno de los problemas para el desarrollo y explotación del campo Camisea es precisamente el tamaño reducido del mercado de Lima, el cual no es suficiente para generar tarifas de transporte razonables.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Perú

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales.

Perú a partir de 1990, implantó la organización y desarrollo del subsector eléctrico, basada en el predominio de los mecanismos del mercado y de la propiedad privada. Las reformas llevadas a cabo, fueron orientadas para establecer un marco institucional dentro las actividades económicas, promover la eficiencia en la utilización de los recursos, la liberación del mercado y la libre competencia.

El proceso de privatización implicó la transferencia de activos e importantes compromisos de inversión, tendientes a lograr una mayor eficiencia empresarial y desarrollo de la actividad eléctrica.

Las pautas para la reestructuración se fijaron en el decreto Ley 25844, en 1992, denominado Ley de Concesiones Eléctricas, y en su reglamento que lleva el número 009, de 1993.

El Ministerio de Energía y Minas, es responsable de la política sectorial y debe satisfacer los requerimientos de organizaciones nacionales, extranjeras y personas en general interesadas en conocer los avances del subsector eléctrico, y sus perspectivas de desarrollo que ofrecen oportunidades para la inversión privada.

Con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el marco de las reformas emprendidas por el estado, el subsector eléctrico ha experimentado cambios importantes, como el impulso del negocio eléctrico basado en la libre competencia y en precios de mercado.

En el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas, se independizaron las actividades del subsector, se puso en funcionamiento el esquema de competencia, los clientes libres comenzaron a negociar directamente con sus proveedores. Se prevé que la ampliación de la capacidad instalada surgirá de iniciativas privadas.

La Dirección General de Electricidad, es el órgano técnico normativo del Ministerio de Energía y Minas, encargada de proponer y/o expedir la normativa de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, además de promover el desarrollo del subsector eléctrico.

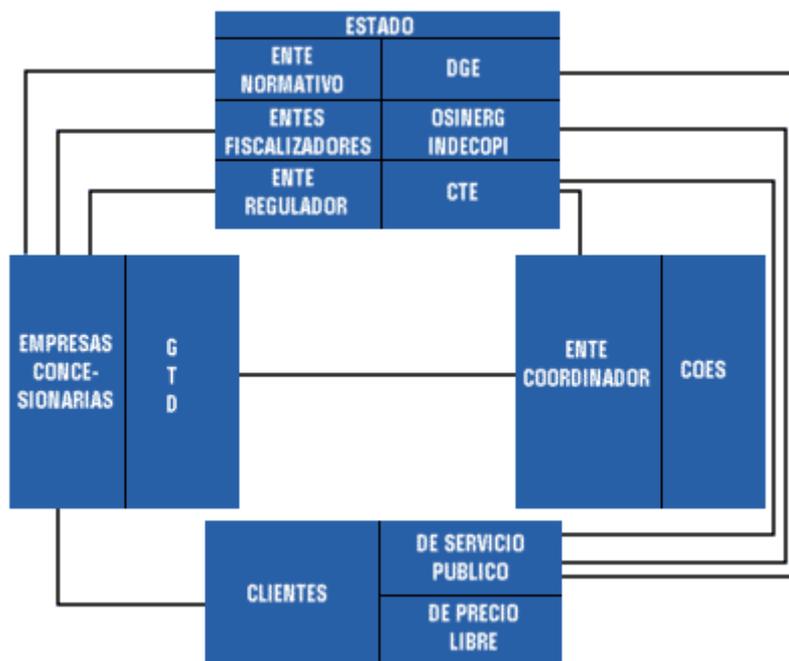
La Dirección General de Electricidad es la encargada de:

- Normar el Subsector Eléctrico, en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Promover el desarrollo del Subsector eléctrico.
- Suscribir contratos de Concesiones Eléctricas y otorgar autorizaciones de generación eléctrica.
- Planeamiento.

Las instituciones del sector eléctrico son:

- El Estado, Representado por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico, la promoción y normalización.
- CLIENTES Libres. Aquellos que realizan sus transacciones en forma libre (demanda superior a 1 MW) o que pertenecen al servicio público de electricidad.
- EMPRESAS ELÉCTRICAS. Constituidas por las concesionarias de electricidad y las entidades autorizadas que pueden ser: Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras.
- COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA. Formado por empresas generadoras y transmisoras de un mismo sistema interconectado.
- COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS (CTE, hoy en día parte de OSINERG). Organismo técnico y autónomo, cuya responsabilidad es la de establecer las tarifas eléctricas para el mercado eléctrico.
- COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES). El COES está constituido por las empresas generadoras y transmisoras de un mismo sistema interconectado, tiene como objetivo el despacho a mínimo costo.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE INVERSIÓN EN ENERGÍA (OSINERG). Su misión es fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del subsector eléctrico y de las referidas en la protección del medio ambiente.
- INSTITUTO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INDECOPI). En el campo eléctrico, vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados.

Gráfico 70. Estructura del Sector Eléctrico en Perú.



La coordinación de la operación en los sistemas eléctricos interconectados, está a cargo del Comité de Operación Económica (COES), que se constituye en cada Sistema Interconectado.

Los objetivos de COES son: a) Coordinar la operación del Sistema Interconectado al mínimo costo; b) Garantizar la seguridad y calidad del abastecimiento de electricidad; c) Optimizar el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.

Para cumplir con sus funciones, el COES lo conforma un Directorio y una Dirección de Operaciones. Obligatoriamente son integrantes del COES, las entidades generadoras con potencia efectiva de generación superior al 2% de la potencia efectiva del sistema interconectado, que comercialicen más del 35% de su energía producida, y que sean entidades titulares del sistema principal de transmisión.

Pueden integrar el COES, las asociaciones de generadores que cumplan en conjunto con los requisitos antes indicados, además de los generadores que estén obligados a participar, pero cuya producción comercializada anual, esté totalmente contratada con uno o más integrantes del COES.

Asimismo, siguen integrando la Dirección de Operaciones, aquellos miembros que dejan de tener más del 2% de la potencia efectiva del Sistema.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales

Los precios Spot o Costos Marginales de Intercambio en el Mercado Mayorista son determinados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), así como el costo de la central térmica de mayor costo que esté operando en el Sistema durante un lapso de 15 minutos.

En el caso que una central hidráulica de pasada o de regulación resultara marginal, el Costo Marginal en corto plazo, resulta igual en el primer caso al pago de la compensación única por canon del agua, al cual se refiere el Art. 213 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, más el costo variable incurrido por la presencia de sólidos de suspensión en el agua turbinada; en el segundo caso, el valor del agua se expresa como costo unitario de energía.

Las pérdidas marginales del Sistema de Transmisión Principal están consideradas en las tarifas de transmisión (Ingresos Tarifarios). Las pérdidas medias mayores a las pérdidas marginales, no son cubiertas por las tarifas y son pagadas al Transmisor por los generadores conectados a dicho Sistema.

Los pagos por capacidad o potencia, comprenden los costos de inversión de la unidad más económica, para cubrir la punta afectada de los factores de expansión de pérdidas, con el objeto de tener en cuenta las pérdidas marginales.

El valor económico por transferencias de potencia, entre los generadores integrantes de un Comité de Operación Económica del Sistema, es determinado cuando se toma en cuenta un ingreso fijo (denominado Ingreso Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema), un ingreso variable (denominado Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema) y un egreso por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia para cada generador, es igual al Ingreso por Potencia.

En mayo de 1999, entró en vigencia una nueva metodología de pago, que considera incentivos en la contratación por parte de los generadores y un nuevo procedimiento de cálculo. Se ha dispuesto un período de transición de cuatro años, durante el cual las transacciones de potencia se registrarán por la anterior metodología, con una variación de aproximadamente un 2%.

El cálculo de los costos marginales, con el objeto de fijar las tarifas reguladas, se efectúa con un modelo uninodal que no tiene en cuenta la congestión de los Sistemas de Transmisión. Las pérdidas del Sistema de Transmisión, se reflejan a través de los factores que consideran las pérdidas marginales.

Transmisión: la remuneración y las fuentes de ingreso

Los costos de los Sistemas de transmisión, se determinan en base a los costos de eficiencia para Sistemas Económicamente Adaptados de las instalaciones de transmisión, los cuales se traducen en la fijación de un peaje y un ingreso tarifario, que son abonados por utilizar dichas instalaciones.

La Ley de Concesiones Eléctricas no establece un procedimiento para la financiación de la expansión de la transmisión.

En la práctica, la empresa de transmisión realiza las inversiones y las recupera a través de los peajes correspondientes. Cuando la línea de transmisión corresponde al interés de un generador, éste financia la línea y recupera su inversión, mediante acuerdos con la empresa de transmisión.

Los Sistemas de Transmisión Principal, tienen una remuneración fija en un 12% para las inversiones de sistemas económicamente adaptados, más los Costos de Operación y Mantenimiento. Con esta disposición el Gobierno licitó Concesiones de Sistemas Principales de Transmisión por un plazo máximo de tres años de construcción y de treinta años de explotación, bajo la forma BOOT (Built, Own, Operate and Transfer), donde fue construida por este método la línea Mantaro - Socabaya de 628 kilómetros de longitud, que interconecta los Sistemas Centro - Norte - Sur y el refuerzo del Sistema Interconectado Sur.

Distribución: el libre acceso a las redes, los modelos regulatorios.

El Valor Agregado de Distribución (VAD), está compuesto por: a) un Costo Fijo de facturación y cobranza; b) Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada; c) Pérdidas estándares. Se calcula como un *price cap* basado en los costos de una empresa modelo.

El costo de inversión es la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y una Tasa de Actualización del 12%, establecida por ley.

La legislación del sector eléctrico, la CTE, regula las tarifas de generación cada 6 meses y las mismas se dividen en costo de capacidad (potencia) y costos de energía.

Las tarifas que los distribuidores pueden pasar a las tarifas de sus clientes finales, se basan en el valor presente de las proyecciones a cuatro años del precio en el mercado spot, más los costos de peajes de transmisión. Estas tarifas son nodales, teniendo en cuenta las pérdidas de transmisión.

Fortalezas y debilidades de la regulación

Ver el Capítulo II de este trabajo. En Perú:

- Las señales de expansión no han dado los resultados esperados.
- Las señales de transmisión no funcionan del todo bien.
- El mercado debe adaptarse a las señales de CAMISEA.

Adicionalmente, se cuestiona la independencia política del ente regulador. Una señal clara de esto, puede ser el reemplazo de la Comisión Eléctrica de Tarifas por la Comisión de Tarifas de Energía, aunque se reconoce que si la nueva comisión busca que se complementen las actividades de gas con las de electricidad, puede ser un cambio positivo.

El Gobierno todavía posee una porción importante de las actividades comerciales, por esta razón se requiere seguir avanzando con los procesos de privatización, aunque en Perú estos alcances han sido significativos.

Reestructuración del Sector Gas Natural en Perú

En relación a los hidrocarburos, tanto el sector de petróleo como el de gas natural, está bajo el control del Ministerio de Energía y Minas, quien es el encargado para otorgar licencias y concesiones para la explotación de las actividades inherentes a esos sectores.

El treinta de diciembre de 1996, se promulgó la Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG), con el decreto No. 26734. Mediante esta Ley se crea el Organismo fiscalizador de las actividades, que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, siendo parte integrante el Sistema Supervisor de la Inversión en Energía

La misión del ente regulador (OSINERG), es fiscalizar a nivel nacional el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades del subsector de hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente y el desarrollo de dichas actividades.

Las nuevas estructuras institucionales

A partir de la reforma del Estado se sanciona la ley No. 26734, en diciembre de 1996, donde se establece el nuevo marco regulatorio del Gas Natural y se desarrolla su transformación. Se determina las nuevas instituciones involucradas en el sector:

- **Ministerio de Energía y Minas (MEM)**, es el órgano rector del Sector de Energía y Minas y dentro de sus funciones relacionadas con el Subsector Hidrocarburos está la normativa, la concedente y la promotora. En razón a ello, le corresponde dictar las normas modificatorias y complementarias a fin de tener actualizado el presente Reglamento.
- **Dirección General de Hidrocarburos (DGH)**, dentro del actual modelo de desarrollo del país, y como parte del aparato administrativo del Estado, la Dirección General de Hidrocarburos es una entidad que se encuentra al servicio de los usuarios con la misión principal de reglamentar y promover la inversión privada en el Subsector Hidrocarburos. Dentro del ámbito de su competencia, está la concesión, suspensión o denegación de las autorizaciones administrativas que el reglamento prevé, así como llevar un registro de ellas.
- **Perúpetro**, es la empresa estatal de derecho privado del Sector de Energía y Minas, encargada de promover, negociar, celebrar y supervisar en su calidad de Contratante, el cumplimiento de los Contratos de licencia o de servicios de Exploración y Explotación suscritos al amparo de la Ley No. 26221 o el Decreto Ley No. 22774.
- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)**, está en el ámbito del Ministerio de Energía y Minas. Fue creado por Ley No. 26734 (marco regulatorio), entre las funciones tiene a su cargo: velar por el cumplimiento de las normativas que regule la calidad y eficiencia del servicio prestado al usuario, fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión establecidos por Ley. Fiscalizar que las actividades del subsector de hidrocarburos se desarrolle de acuerdo a los dispositivos legales y

normas técnicas vigentes, fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en el subsector de hidrocarburos.

Posee plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado.

El presidente del OSINERG, ejerce el cargo de Presidente del Consejo Directivo. Es el titular del pliego presupuestal correspondiente. La estructura del OSINERG está conformada por el **Consejo Directivo**, integrado por cinco miembros, nombrados por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas de la siguiente forma: dos propuestos por el Ministro de Energía y Minas (uno de los cuales lo presidirá), dos elegidos de las ternas que proponga el Presidente del Consejo de Ministros, uno elegido de la terna que proponga el Ministro de Economía y Finanzas y la **Gerencia** designado por el Presidente del OSINERG.

Los miembros del OSINERG, son seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia. Tienen dedicación exclusiva en su función y sólo pueden ser removidos de sus cargos por incapacidad permanente, renuncia, remoción del cargo o incompatibilidad legal proveniente de la designación.

El OSINERG tiene domicilio legal y sede principal en la ciudad de Lima y puede establecer dependencias en cualquier lugar del territorio nacional.

Los recursos del OSINERG, provienen de los aportes realizados por los concesionarios de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los aportes realizados por Petroperú S.A, asimismo, por montos, concepto de sanciones, multas, asignaciones, donaciones, legales o transferencias por cualquier título proveniente de personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

La función fiscalizadora y sancionadora puede ser ejercida de oficio, o por denuncia de parte. Las sanciones serán impuestas por la Gerencia General, sus resoluciones podrán ser apeladas ante el Consejo Directivo, quien resuelve en segunda y última instancia.

OSINERG, cuenta con las siguientes funciones: normativa, reguladora, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, además de:

- ◆ Dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general y particular, referidas a intereses, obligaciones o derechos de las Entidades y actividades bajo su competencia.
- ◆ Fijar tarifa del servicio público, servicio de transporte y distribución de gas natural por la red de gasoductos.
- ◆ Verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, por parte de las entidades y demás empresas o personal que realizan actividades sujetas a su competencia.

- ◆ Imponer sanciones a las entidades que realizan actividades de transporte y distribución, por su incumplimiento de obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por OSINERG.
- ◆ Imponer penas pecuniarias, cierre temporal o definitivo, parcial o total de establecimientos e instalaciones.
- **La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria** (Ex - Secretaría Ejecutiva de la Comisión de Tarifas de Energía), es el órgano ejecutivo del OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía), responsable de proponer al Consejo Directivo del OSINERG, las tarifas de energía eléctrica, las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por gasoductos, transporte de gas natural por gasoductos y de distribución de gas natural por red de gasoductos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y las normas aplicables del subsector Hidrocarburos.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio

La actividad de regulación involucra el dictado y actualización de normas que marcan las pautas a seguir por la industria del gas, con miras a reglamentar la actividad, para alcanzar los objetivos propuestos de generar competencia y coadyuvar a la solución de los conflictos suscitados entre los sujetos que participan en la actividad de regulación.

a.22) Ámbito

Dentro de la actividad del gas natural están sujetos a regulación el transporte y la distribución.

Los sujetos activos de la industria reconocidos para cada actividad de mercado son:

- **Los productores**, titulares de un contrato de licencia o servicio de explotación de hidrocarburos, que extraen gas natural de yacimientos ubicados en el territorio peruano.

La Ley les permite disponer libremente de la producción del gas.

Los productores de gas cuya producción está sujeta a la libre competencia, pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados, con comercializadores, distribuidores y grandes usuarios.

- **Los comercializadores**, persona natural o jurídica que compra y vende gas natural, capacidad de Transporte o Distribución, por cuenta propia o de terceros, sin ser Concesionarios ni Transportista.
- **Los transportadores**, titulares habilitados para prestar el servicio del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de entrega a los cargadores (distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor). Actividad que se rige por la transparencia y que permite que los contratos sean elevados a escritura pública.

- **Los distribuidores**, titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales que no contratan su suministro en forma independiente. Con precios regulados por el OSINERG. Los distribuidores, realizan las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.
- **Los consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación.

a.23) Objetivos

Los objetivos de la regulación del transporte y distribución del gas natural son:

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural y alentar inversiones para asegurar el suministro en el largo plazo.
- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.
- Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.
- Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente.

a.24) Características

El marco regulatorio establece:

a.24.1) Transporte y distribución

- (i) Las concesiones para el transporte y para la distribución de gas natural son dadas por el Ministerio de Minas y Energía.

La concesión de distribución en un área determinada, será exclusiva para un solo concesionario y dicha área no podrá ser reducida sin autorización de la DGH.

Las concesiones, tanto para el transporte como para la distribución, serán otorgadas por un plazo determinado, que a partir de la firma del contrato, no será menor a veinte ni mayor a sesenta años, incluyendo una prórroga.

La actuación de OSINERG, deberá orientarse a garantizar a los usuarios de servicio público o consumidores regulados, el libre acceso a los servicios de suministro de

hidrocarburos, siempre que se cumplan los requisitos legales y contractuales correspondientes.

El procedimiento para otorgar la concesión para la prestación de los servicios, puede ser por licitación o concurso público y por solicitud de los interesados.

El Concesionario sea de transporte o de distribución, esta en la obligación de:

- Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al calendario contenido en el respectivo contrato.
- Dar servicio a quien lo solicite dentro del área de la concesión.
- Tener contratos vigentes con productores que le garanticen su requerimiento de gas natural.
- Conservar y mantener su sistema, en condiciones adecuadas para su operación eficiente, garantizando la calidad, continuidad y oportunidad del servicio según las condiciones que fije el contrato y las normas técnicas pertinentes.
- Permitir la utilización de la capacidad no comprometida de su sistema a terceros, sin establecer obligaciones ni gravámenes adicionales, ni ventajas o preferencias, con relación a servicios prestados bajo las mismas condiciones.
- Desarrollar sus actividades respetando las normas de libre competencia y antimonopolio vigentes. No podrá ofrecer ni otorgar ventajas o privilegios entre los consumidores por la misma clase de servicio.
- Aplicar las tarifas que se fijen de acuerdo al Reglamento.
- Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores en la forma, medios y plazos que éstos establezcan.
- Cumplir con las normas de seguridad y demás normas técnicas aplicables.
- Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores.
- Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores con el aporte fijado en la Ley N°27.116.
- Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación peruana.

El Concesionario tiene derecho a gestionar permisos, derechos de uso y servidumbre y la expropiación de terrenos de propiedad privada. Además, esta facultado a usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de dominio público, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicación.

El concesionario asume todos los riesgos y responsabilidades emergentes del servicio, conforme a las disposiciones sobre responsabilidad extracontractual que contiene el Código Civil. El concesionario al recibir del Estado la concesión, releva y se obliga a relevar al Estado de cualquier responsabilidad que pudiere originarse del ejercicio del derecho de concesión que se le ha otorgado, así como de las originadas y derivadas de la ejecución del contrato.

La concesión termina por: vencimiento del plazo del contrato, declaración de caducidad, aceptación de la renuncia a la concesión y otras causas que especifique el contrato. En todos los casos el concesionario está obligado a transferir o devolver los bienes de la concesión, libre de toda carga y gravamen de cualquier naturaleza, debiendo estar en buenas condiciones operativas, excepto el desgaste normal como consecuencia del tiempo y del uso diligente de los mismos.

Comercialización

Con el objeto que el mercado tienda a ser transparente, abierto y competitivo, se establecieron principios y procedimientos específicos que son respetados por los comercializadores. El OSINERG, cuenta con información adecuada y veraz, de las transacciones que realizan los sujetos que comercializan gas. Esta información es publicada.

La compraventa o suministro de gas natural será efectuado según lo establecido en las leyes y reglamentos aplicables. Las facturas por la compraventa o suministro de gas natural deberán expresar separadamente, entre otros, los costos relacionados con el precio del gas natural, el servicio de transporte, el servicio de distribución y comercialización, según corresponda.

Los usuarios de la Red que adquieran gas natural al productor, lo deberán hacer en el punto de recepción. Además, están obligados a suscribir los contratos por el uso de la red principal.

El gas natural requerido para la operación de la red principal, será a cargo del concesionario, este cargo se encuentra dentro del costo del servicio.

El precio del gas natural requerido para la operación de la red principal es igual al precio promedio de las ventas de gas natural en el punto de recepción, determinado según lo señalado en el contrato.

Las sanciones previstas en los contratos de concesión suscritos al amparo del Decreto Supremo No. 059-96-PCM, tienen carácter de penalidades contractuales por lo que su imposición por parte de OSINERG, se deberá entender y realizar a nombre y representación del órgano concedente. Las penalidades contractuales serán cuestionadas a través del mecanismo de solución de controversias previsto por el respectivo contrato de concesión.

En caso de incumplimiento por parte de las entidades o usuarios de las obligaciones legales y técnicas y a aquellas derivadas de los contratos de concesión o las disposiciones dictadas por OSINERG, éste impondrá a los infractores, las sanciones y multas establecidas de conformidad con la legislación vigente sobre hidrocarburos.

a.25) Exportación

No existe reglamento.

a.26) Importación

Existe libertad de importación de gas natural.

Previsiones para evitar posiciones dominantes y vinculantes

La cadena que compone el sector del gas natural en el Perú, esta segmentada verticalmente.

Los transportadores y distribuidores, están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus respectivos sistemas, que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas por las partes.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución

a.27) Precio del gas natural

Aún no hay una definición. Supuestamente será controlado por que no existe competencia en la producción.

a.27.1) Tarifa de Transporte y distribución

(i) Tarifa de transporte

La tarifa base se determinará independientemente para los segmentos de Red Principal, denominada red de transporte y red de distribución.

La tarifa básica para el transporte de gas natural, será diseñada con el fin de lograr:

- Generar un flujo de ingresos que cubra los costos eficientes involucrados en la prestación del servicio básico, considerando el período de vida esperado por el sistema de transporte usado en la prestación de ese servicio y la tasa de actualización prevista en el presente reglamento.
- Reproducir los resultados que se darían en un mercado competitivo.
- Asegurar la operación confiable del sistema de transporte.
- No distorsionar las decisiones de inversión en los sistemas de transporte o en actividades relacionadas.
- Lograr la eficiencia en el nivel y estructura de la tarifa básica.
- Suministrar un incentivo al concesionario para la reducción de costos y el desarrollo del mercado de servicios básicos y de otros servicios.

En caso que alguno de estos objetivos entre en conflicto con otro, para su aplicación a la determinación de una tarifa básica en particular, el ente regulador determinará la manera en que ellos pueden reconciliarse o en caso contrario, determinará cuales deben prevalecer.

Para la aprobación de una tarifa básica, el regulador considerará que el sistema de transporte puede prestar varios servicios básicos, cada uno con su correspondiente tarifa básica, la que deberá determinar, de modo que la parte del ingreso total a ser recuperada, refleje los costos incurridos en la prestación del correspondiente servicio básico y sea a su vez salvada por los usuarios de ese servicio.

Las tarifas básicas, fijadas al inicio de un período de regulación, se reajustarán sobre la base de las fórmulas de actualización, determinadas para dicho período. Las fórmulas de actualización serán determinadas con el propósito de lograr que esas tarifas mantengan su valor real.

Las tarifas básicas no podrán ser reajustadas de otra manera, para tomar en cuenta eventos posteriores hasta el inicio del próximo período de regulación, los factores a considerar para el reajuste de las tarifas básicas pueden ser:

- Índice de precios al por mayor.
- Promedio general de sueldos y salarios.
- Tipo de cambio.
- Derechos arancelarios.
- Precios Internacionales de materiales, según corresponda.

El regulador podrá incorporar en una tarifa básica mecanismos de incentivos. Para este fin, establecerá y reglamentará los mecanismos de incentivos que considere apropiados. Los incentivos deben estar diseñados con el fin de:

- Proporcionar al concesionario un incentivo para incrementar el volumen de ventas de todos los servicios, evitando proporcionar un incentivo artificial para favorecer la venta de un servicio sobre otro.
- Proporcionar al concesionario un estímulo para minimizar el costo total, atribuible para proporcionar estos servicios, que consiste en un suministro seguro y fiable de tales servicios.
- Proporcionar al concesionario un aliciente para desarrollar nuevos servicios en respuesta a la demanda del mercado.
- Proporcionar al concesionario un incentivo para asumir únicamente inversiones en nuevas instalaciones, costos de operación y mantenimiento que sean prudentes.

- Asegurar que los usuarios y solicitantes ganen por el incremento de eficiencia, innovación y volumen de ventas, aunque no necesariamente en el período de regulación, en el cual ocurra tal incremento.

De acuerdo a la Ley, la tarifa base de cada segmento será igual al cociente entre el costo del servicio del segmento de la red principal y la capacidad garantizada total del segmento correspondiente. La capacidad garantizada total se determina según lo establecido en el reglamento³⁴.

a.28) Tarifa de distribución

La tarifa de distribución deberá proveer al Concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio, los cargos que se deben facturar al Consumidor comprenden: el precio del gas natural, la tarifa de transporte, la tarifa de distribución y el costo de la acometida cuando ésta sea financiada al consumidor.

Los costos de distribución se asignarán en cada categoría del consumidor. El ente regulador, definirá dichas categorías de consumidores y los procedimientos de asignación, de forma tal que se promueva la eficiencia del sector³⁵.

La tarifa de distribución deberá estructurarse de forma tal, que otorgue al consumidor opciones para pagar los costos de la acometida según se indica:

- A través de la factura mensual mediante un cargo fijo o variable.
- Mediante el pago del presupuesto de la acometida y un cargo por su mantenimiento y reposición.

Las tarifas aprobadas por el regulador, que tienen carácter de valores máximos, incluirán fórmulas de actualización. Los factores a considerar para el reajuste de las tarifas podrán ser:

- Índice de precios al por mayor.
- Promedio general de sueldos y salarios.
- Tipo de cambio.
- Derechos arancelarios.
- Precios Internacionales de materiales, según corresponda.

³⁴ La tarifa base se determina en función al costo del servicio y la capacidad garantizada anual, de tal manera que el valor presente del flujo de ingresos anuales, será igual al costo del servicio, utilizando la tasa de descuento y el período de recuperación establecido en el contrato.

³⁵ La comisión de tarifas fijó mediante resolución N° 014-99 P/CTE, publicada en el diario oficial, con fecha 12.12.99, las categorías de consumidores para la concesión de distribución de gas natural por red de gasoductos de Lima y Callao.

La tarifa inicial y su plazo de vigencia, serán los establecidos en el contrato, siendo el plazo de vigencia máximo de ocho años, contados a partir de la puesta en operación comercial. La primera regulación tarifaria que efectúe el regulador se llevará a cabo al término del plazo indicado anteriormente.

Las tarifas revisadas y las fórmulas de actualización tendrán una vigencia de cuatro años y sólo podrán recalcularse en un plazo menor, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el periodo de su vigencia.

Toda revisión de las tarifas que fije el ente regulador, deberá obligatoriamente incluir dentro del procedimiento que establezca el ente, la celebración de una audiencia pública que garantice de la mejor manera posible, la participación de los interesados.

La revisión tarifaria es de naturaleza prospectiva, por lo que no se reconocerá en ese proceso, ni luego de él, diferencias entre la tasa de rentabilidad que fue utilizada para el cálculo inicial de las tarifas y la que hubiera resultado efectivamente durante los años previos a la revisión.

En caso que el contrato haya considerado una tarifa inicial que comprenda el margen del transportista y el margen del distribuidor en alta presión, la CTE trasladará dicho precio al consumidor final, adicionado a la tarifa los cargos que corresponda a partir de los reguladores de alta/baja presión.

La CTE dispondrá la publicación de las tarifas y sus fórmulas para su cálculo y reajuste por una sola vez. Los concesionarios deberán publicar las tarifas resultantes de la aplicación de las fórmulas tarifarias emitidas por la CTE, en el diario de mayor circulación donde se ubica la concesión.

Tratándose de concesiones otorgadas por licitación o concurso público, la tarifa inicial o la forma de su determinación serán incluidas en las bases. Para los casos de concesión otorgada por solicitud de parte, la tarifa inicial será la aprobada por la CTE en base a la propuesta tarifaria.

Acceso abierto y asignación de capacidad.

La actuación de OSINERG, deberá orientarse a garantizar a los usuarios de servicio público o consumidores, el libre acceso a los servicios de suministro de energía eléctrica e hidrocarburos, siempre que se cumplan los requisitos legales contractuales correspondientes.

Se entenderá por uso público, la utilización de la red principal para uso colectivo. La red de gasoductos no será considerada de uso público cuando más del 33% de su uso, esté destinado a clientes con vinculación económica directa o indirecta con el transportista o distribuidor.

La capacidad contratada es la capacidad de transporte requerida o demanda por el cliente al operador de la red principal.

La capacidad contratada anual de cada usuario de la red, será obtenida como el mayor valor entre: su capacidad contratada para el período de un año y su demanda máxima anual.

Modalidad contractual

No se cuenta con información.

Fortalezas y debilidades de la regulación

Todavía no se aplica. Es muy difícil que se presente competencia entre productores. El campo Camisea está muy alejado de otros campos (Aguaytia y Talara) que puedan competir en el mercado de Lima. Tampoco existe una red de transporte que conecte los mercados de consumo con los campos de gas. Exceptuando, el campo Camisea, los demás tienen reservas de gas natural muy pequeñas, que no justifica la interconexión. La comercialización está localizada en cada área de influencia en cada campo.

La reglamentación esta orientada mucho más al manejo del gas del campo Camisea.

Evolución esperada de la regulación

Conforme se cree el mercado de gas en Perú, la regulación actual irá perfeccionándose de acuerdo a las necesidades que se presenten.

Restricciones asociadas al tamaño del mercado

Uno de los problemas para el desarrollo y explotación del campo Camisea, es precisamente el tamaño del mercado de Lima, que no es suficiente para generar tarifas de transporte razonables, teniendo en cuenta que los costos de transportes están afectados por economías de escala.

Uruguay

No posee un subsector eléctrico con estructura de mercado. Se deben crear y poner en funcionamiento las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la legislación. La UTE, la empresa estatal uruguaya, es un monopolio en todos los segmentos del negocio eléctrico, lo cual afecta la eficiencia y los precios al consumidor final.

Los precios del gas por red son libremente determinados por la empresa que presta el servicio y solo debe cumplir que las tarifas de transporte y distribución sean ofrecidas en forma no discriminatoria y pública.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Uruguay

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales.

El Mercado Eléctrico Mayorista de la República Oriental del Uruguay, ha sido creado mediante la Ley Marco, No. 16.832, del 17 de junio de 1997, y regulado mediante un

Decreto Reglamentario, orientado especialmente al desarrollo de la oferta libre de generación.

No obstante, Uruguay no posee en el presente un sector eléctrico con estructura de mercado, por lo que es una tarea pendiente constituir y poner en marcha las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la legislación.

En la actualidad, el servicio eléctrico se atiende a través de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), organizada como una empresa estatal con responsabilidad monopolista en todas los segmentos del negocio eléctrico, inclusive el Despacho Nacional de Cargas (DNC).

Existe también la empresa binacional Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), destinada a la explotación de la Central Hidroeléctrica del mismo nombre y descrita en el presente informe bajo el título Tratado de Salto Grande.

No obstante, esas regulaciones y aunque la Ley Marco establece y tipifica la figura de Gran Consumidor, la posición dominante de UTE no ha alentado hasta el presente, que ningún consumidor potencialmente libre solicite y obtenga dicho carácter. De todos modos, a la fecha y con un proceso que está terminando a fin del presente año, la UREE está desarrollando la regulación del MMEE

Las responsabilidades de las instituciones del Mercado Eléctrico Mayorista establecidas en la Ley Marco y su Decreto Reglamentario, se reseñan a continuación.

Las responsabilidades sobre regulación del Mercado corresponden a la **Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica**, que será creada en el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional. Correspondiendo sus responsabilidades al citado Ministerio hasta su creación, se desarrollará mediante la **Dirección Nacional de Energía**. La unidad estará dirigida por una Comisión integrada por tres miembros designados por el Poder Ejecutivo.

Las responsabilidades correspondientes al despacho y coordinación de la operación corresponden a la **Administración del Mercado Eléctrico (ADME)**, a ser creada como persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. Hasta su creación las responsabilidades de la ADME corresponden al **Despacho Nacional de Cargas (DNC)**, constituido y operativo en el ámbito de UTE.

Se prevé el desarrollo de la ADME a partir del actual DNC.

La Ley prevé que la Dirección de la ADME estará a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros. Serán designados: uno, por el Poder Ejecutivo que lo presidirá, uno por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), uno por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado.

El Directorio estará integrado por cuatro miembros, hasta que se instalen en el país generadores privados con una potencia de al menos 10 MW. En caso de empate, el voto de su Presidente decidirá los resultados. Los miembros del Directorio no percibirán remuneración alguna por cargo en la ADME.

Se habilita las realizaciones simultáneas de una o varias actividades de la industria eléctrica. En este último caso, deberán presentarse resultados económicos de gestión, separados para cada una de las actividades de generación, transmisión y distribución, según las normas que al efecto impartirá el Poder Ejecutivo.

Serán agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica los generadores, distribuidores, y grandes consumidores.

En el presente, no existe participación privada en el sector eléctrico uruguayo.

Se aprecia que la política energética seguida por UTE a la fecha, ha confiado más en la optimización de las centrales existentes y a la importación desde el mercado excedente de Argentina, que en la instalación de nueva generación térmica en el Uruguay. Se estima que esa política continuará, por lo menos hasta que se concrete el gasoducto ya autorizado y contratado desde Punta Lara (Argentina) hasta Montevideo.

El Poder Ejecutivo, previo informe de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, resolverá fundadamente acerca de la solicitud de autorización y de sus planos de servidumbres, en un plazo máximo de ciento veinte días, a contar desde la fecha en que se efectuó la solicitud y decidiendo a favor de la solicitud que presente condiciones más ventajosas.

La autorización para la construcción de centrales de generación y líneas de transmisión no conectadas al SIN, quedará condicionada al cumplimiento por parte del solicitante y serán los mismos requerimientos sobre seguridad de las instalaciones vigentes para centrales de generación y líneas de transmisión conectadas al SIN.

El Tratado de Salto Grance, suscrito en 1946, establece los principios para la construcción y explotación del aprovechamiento hidroeléctrico binacional del Río Uruguay, a la altura de Salto y el sistema de transmisión construido al efecto, sistema que constituye, en el presente, el vínculo eléctrico internacional más fuerte de la región.

En cuanto a las transacciones de energía entre países, el Convenio considera que cada Parte:

- Pondrá a disposición de la otra, la capacidad disponible en su sistema eléctrico, a efectos de contratar intercambios de potencia y energía u otras prestaciones, con la sola limitación de la continuidad, la seguridad y la calidad de servicio del sistema que la envía.
- Decidirá como único juez, en cuanto a las condiciones bajo las cuales es económico el intercambio.

La formación de precios en el mercado spot y los contratos bilaterales

La legislación prevé que el mercado mayorista de energía eléctrica incluirá:

- a) Un mercado spot.
- b) Un mercado de contratos a término.

- c) Un sistema de estabilización de los precios previstos en el mercado spot, destinado a la compra de energía por parte de los distribuidores.

El precio spot con que se valorizan estas transferencias, corresponderá al costo marginal en corto plazo junto a el respectivo nodo, afectado por las correcciones que podrá establecer el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Dicho Reglamento establecerá pagos por potencia que complementen la remuneración de los generadores.

Los contratos en el mercado a término se celebrarán entre las partes acordando éstas las cantidades, precios y demás condiciones asociadas al suministro. El Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica podrá establecer requisitos mínimos de contratación para distribuidores.

La legislación prevé que los distribuidores adquirirán la energía no incluida en contratos, mediante un sistema de precios estabilizados. A los efectos de posibilitar el funcionamiento del sistema de estabilización, se constituirá un fondo de estabilización que será administrado por la ADME.

La normativa prevé que en la constitución del Mercado Mayorista estarán sujetos a regulación:

- a) Las remuneraciones de energía y potencia que resulten de la operación a mínimo costo.
- b) Los precios de compra de la energía no contratada por parte del distribuidor en el sistema estabilizado.
- c) La remuneración máxima por el uso de las redes de transmisión, distribución y subestaciones reductoras.
- d) Los precios de los servicios adicionales que se definan en los reglamentos.

La legislación prevé que las solicitudes de autorización de operaciones de importación y exportación de energía eléctrica, serán presentadas al Ministerio de Industria, Energía y Minería por los interesados.

Transmisión y distribución: la remuneración y las fuentes de ingreso

Según lo establecido en el Artículo 12 de la ley No.16.832, las instalaciones de transmisión y distribución, se guiarán por un régimen de libre acceso no discriminado a la capacidad de transporte, que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, de acuerdo con las condiciones que establecerá el Poder Ejecutivo en el Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte, aún por dictarse.

El uso de la capacidad de transporte existente, así como el costo de sus ampliaciones, será pagado por sus usuarios y beneficiarios de acuerdo con lo que especifique el mencionado reglamento.

Las transmisiones de energía eléctrica en territorio uruguayo originadas en un país vecino, que tengan como destino otro país, requerirán autorización expresa del Poder Ejecutivo para el uso de las instalaciones involucradas. El precio que paguen los agentes

por el uso del sistema de transmisión de terceros, deberá cubrir valores estándar de remuneración del capital y costos de administración, operación y mantenimiento de la transmisión.

Los criterios para la asignación del peaje entre los usuarios de la red establecen que estos pagarán:

- a) Con independencia del punto de inyección o retiro de energía, un peaje mínimo que debe cubrir los costos de administración, operación y mantenimiento de la red de transporte no adaptada.
- b) Los cargos asociados a cada etapa según la utilicen.

No se han definido aún, los procedimientos para la expansión de la red de transmisión al implementarse el modelo de mercado que prevé la legislación.

Cuando se presenten las decisiones de expansión, se adoptan con la ayuda de las herramientas clásicas de la planificación integrada, porque que en general se realizan los estudios sobre partes concretas de la red, que evidencian algún inconveniente en el futuro: saturación, necesidad de respaldo, aumento de potencia de cortocircuito, identificando el inicio del período a considerar.

Fortalezas y debilidades de la regulación.

No posee en el presente un sector eléctrico con estructura de mercado, siendo una tarea pendiente constituir y poner en marcha las instituciones, además de concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la legislación.

La UTE opera con responsabilidad de monopolio en todas los segmentos del negocio eléctrico, lo cual en últimas, afecta la eficiencia y al consumidor final.

La posición dominante de UTE no ha alentado que ningún consumidor solicite y obtenga el carácter de Gran Consumidor.

No se han definido aún los procedimientos para la expansión de la red de transmisión al implementarse el modelo de mercado que prevé la legislación.

Reestructuración del Sector Gas Natural en Uruguay

La reestructuración del sector comenzó a fines de 1997, con la emisión de los decretos Ley Nos. 324/997 y 428/997, que reglamentan la importación, el transporte y la distribución de gas natural por gasoducto o líneas fijas.

Las nuevas estructuras institucionales

1. **Ministerio de Industria, Minería y Energía (MIEM)**, a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE). Tiene como funciones las actividades de planificación energética en el largo plazo, desarrollo de las políticas energéticas y supervisión de las empresas públicas que operan en los subsectores electricidad e hidrocarburos y de la empresa que distribuye gas por la red de distribución en Montevideo.

Entre las funciones del MIEM están:

- Introducir competencia y regular un mercado imperfecto.
- Proteger a los consumidores.
- Interpretar y ejecutar las normas del marco regulatorio.
- Resolver en forma primaria las disputas que se planteen entre los diferentes actores del mercado del gas natural.
- Intervenir de oficio o a requerimiento en asuntos relacionados con las concesiones y permisos otorgados;
- Dictar normas de carácter reglamentario, destacándose especialmente los reglamentos de servicio, las pautas para el despacho de gas y las normas sobre contabilidad de transportistas y distribuidores;
- Inspeccionar y revisar las instalaciones de transporte y distribución.
- Determinar las especificaciones de los productos que se comercialicen.
- Aplicar sanciones de acuerdo a lo que se establezca en las concesiones y permisos correspondientes.

La Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), su cometido es asesorar al Poder Ejecutivo respecto al presupuesto del Estado, y en particular a las empresas públicas (tarifas, precios, presupuesto operativo e inversiones) que operan en el sector de electricidad e hidrocarburos.

En la actual estructura de regulación, todas las empresas públicas del sector electricidad y derivados del petróleo, deben someter cualquier propuesta de cambio en sus presupuestos operativos y/o tarifas y políticas de precios ante el Gobierno. Este último, asistido por la OPP, revisa y aprueba los cambios en forma de Decreto firmado por el Presidente de la República, el MIEM.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio

a.29) **Ámbito**

Dentro de la actividad del gas natural, están sujetos a regulación el transporte, la distribución y la comercialización.

Los sujetos activos de la industria reconocidos para cada actividad del mercado son:

- **Los comercializadores**, quienes compran y venden gas natural por cuenta de terceros.
- **Los transportadores**, que tienen concesión o permiso de construcción, operación y explotación de uno o más gasoductos, habilitados para dar el servicio de transporte

de gas, para sí o para terceros, pueden ser personas físicas o jurídicas nacionales o extranjeras, de derecho público o privado.

- **Los distribuidores**, titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales que no contratan su suministro en forma independiente. Los distribuidores, realizan las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.
- **Los consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación.

a.30) Objetivos

Los objetivos de la regulación del transporte y distribución del gas natural son:

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural. Alentando inversiones para asegurar el suministro en el largo plazo.
- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución.
- Los concesionarios de transporte y distribución de gas deben operar bajo el sistema de acceso abierto.
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.

a.31) Características

El marco regulatorio establece:

a.31.1) Transporte

La Ley establece que la actividad del transporte se realiza en virtud de una concesión o derecho público, o un permiso cuya duración no excederá los treinta años.

Los transportistas prestan el servicio en dos modalidades: servicio firme y no interrumpido, ambos instrumentados con los cargadores mediante contratos, y a precios que son fijados en forma directa o indirecta en la concesión o el permiso correspondiente.

El decreto No. 78/999, aprobó las condiciones generales y especiales aplicables a los tipos de servicios firmes y no interrumpidos, sin perjuicio del derecho de las partes a pactar términos diferentes, los cuales serán sometidos a la aprobación de la Autoridad Nacional Reguladora.

Para el servicio de transporte firme, sólo se admite el corte, interrupción o reducción del servicio ante circunstancias de fuerza mayor, emergencias o condiciones operativas tales como: evaluaciones, modificaciones, reparaciones en marcha del sistema de gasoductos y mantenimientos programados.

En los servicios de transporte con interrupción, los cortes y reducciones de los mismos, son una opción del transportista, sin que ello implique libertad absoluta en tal sentido, ya que el transportista sólo puede actuar de la manera indicada ante circunstancias objetivas (numeral 2 de las condiciones especiales de transporte no interrumpida y numeral 11 de las condiciones generales).

El servicio de transporte tanto firme como no interrumpido, mantiene el principio de acceso abierto.

En el artículo 17 del decreto No. 324/997, prohíbe a los concesionarios de servicios de transporte de gas vender ese producto, excepto a los efectos de cumplir con las operaciones de transporte, pudiendo únicamente participar en sociedades que compran y venden gas natural, previa conformidad de la Autoridad Nacional Reguladora.

a.31.2) Distribución

Son obligaciones de los distribuidores:

- Operar y mantener las instalaciones y equipos de distribución, de forma que no constituyan peligro para la seguridad pública, estando prohibido expresamente, abandonar las mismas en forma total o parcial salvo con el consentimiento de la Autoridad Nacional Reguladora.
- Explotar el sistema de distribución garantizando el libre acceso.
- Satisfacer la demanda razonable de servicios de abastecimiento de gas que le sea solicitado.
- Prestar el servicio a los consumidores en forma regular y continua

El servicio de distribución es prestado bajo la modalidad de firme y de no interrupción. Las concesiones para este servicio se les hace por un plazo no mayor a treinta años.

a.31.3) Importación

Existe libertad de importación de gas natural, cumpliendo ciertos requisitos de tipo administrativo y legal.

Previsiones para evitar posiciones dominantes y vinculantes.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución.

a.32) Precio del gas natural

Los precios del gas por red son libremente determinados por la empresa que presta el servicio y sólo debe cumplir, con que las tarifas de transporte y distribución sean ofrecidas en forma no discriminatoria y pública.

Los precios de suministro de gas natural deben ser justos, equilibrados y equivalentes a los que rigen internacionalmente o en países en condiciones de mercado, similares al uruguayo, todo ello en el marco de la política energética nacional.

No existen subsidios al precio del gas.

a.33) Tarifa de Transporte y distribución

En materia de tarifas por los servicios prestados por los distribuidores, al igual que en el transporte, son establecidas en forma directa o indirecta en la concesión o permiso correspondiente. El decreto No. 428/997 incorpora los criterios que rigen las tarifas:

- Las tarifas serán establecidas sobre la base de un distribuidor que opere en forma económica y prudente, de manera que él mismo obtenga ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad de riesgo equiparable, y guardar relación con la eficiencia y prestación satisfactoria del servicio.
- Las tarifas deben asegurar a los consumidores los menores costos compatibles con la seguridad y continuidad en el abastecimiento.
- Los distribuidores podrán reducir total o parcialmente la rentabilidad contemplada en las tarifas máximas, pero, en ningún caso podrá dejar de recuperar costos y está prohibido subsidiar consumos.
- El ajuste de las tarifas se hará sobre la base de tres grupos de elementos: uno que refleje los costos operativos, otro en base a indicadores internacionales y el último sobre la base de coeficientes que al mismo tiempo estimule la eficiencia en el servicio y la ejecución de nuevas inversiones.

Puede existir sin embargo la cercanía del mercado a los gasoductos de Argentina, que mejoran la rentabilidad de los proyectos. Por otra parte, la prolongación de los gasoductos hacia Brasil, puede eliminar los problemas inherentes a las economías de escala.

Venezuela

Al igual que Uruguay y Paraguay, Venezuela aun no posee un subsector eléctrico con estructura de mercado. Se debe poner en marcha las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la Ley del Servicio Eléctrico, aprobada en 1999.

A nivel regulatorio de los subsectores eléctrico y de gas natural, se están enviando señales contradictorias en la medida que transcurre el tiempo y se no implementa la nueva Ley. La falta de definiciones en ambos sectores está imposibilitando, por un lado, la expansión del sistema de gasoductos y el desarrollo de campos de gas no asociados a

la producción petrolera. Por el otro lado, remueve los incentivos a instalar capacidad de generación eléctrica de alta eficiencia y bajas emisiones ambientales, basada en turbinas de ciclo combinado y en consecuencia la producción de energía eléctrica en el área de occidente. Las indefiniciones en materia regulatoria han demorado las inversiones en transmisión hacia el occidente del país, donde a pesar de que existen frecuentes racionamientos, no existe suficiente capacidad de transmisión para disponer de la energía hidráulica de Guri.

Descripción Regulatoria del Sector Eléctrico en Venezuela

La estructura y la separación de los mercados: Las nuevas estructuras institucionales.

El veintiuno de septiembre de 1999, fue aprobada y publicada oficialmente en Gaceta Oficial No. 36.791, la primera Ley para el Sector Eléctrico Venezolano, conocida como la Ley del Servicio Eléctrico.

Como antecedente debe mencionarse el decreto de ley No. 1.558, publicado en Gaceta Oficial No. 36.085, del trece de noviembre de 1996, en el cual se plasmaron las bases que dieron origen a la legislación.

La Ley establece la necesidad de conformar un Mercado Mayorista de Electricidad (MME), basado en el principio de la libre competencia en las actividades de producción y comercialización de la energía.

Se implanta la creación de dos entes de carácter público, uno de ellos para la reglamentación y regulación, y el otro, para operación y administración del nuevo esquema de mercado. El primero se denomina, Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el segundo el Centro Nacional de Gestión (CNG).

Un aspecto de suma importancia dentro de la Ley, es el hecho que el Estado se reserva la actividad de generación hidroeléctrica en las cuencas de los ríos Caroní, Paragua y Caura. Esto conlleva a que muchos de los aspectos relacionados con la fijación de precios dentro del MME, estarán orientados a garantizar los ingresos de la generación hidráulica de éstas cuencas, que además de su importancia energética, tienen implicaciones ambientales, territoriales, seguridad, defensa y política de Estado.

Hasta la fecha, el Estado Venezolano posee inversiones en producción hidroeléctricas, asociadas a las plantas hidroeléctricas ubicadas en el bajo Caroní (Guri, Macagua, Tocoma y Caruachi, las dos últimas en proyecto y construcción respectivamente), que exceden en inversión a los 3.000 millones de dólares. Sobre estas inversiones el Estado debe velar por el ejercicio de sus derechos económicos en favor del bienestar del colectivo, bajo un esquema de explotación racional de los recursos naturales y bienes de capital involucrados en la producción de energía eléctrica.

Los aspectos que abarca la Ley a grandes rasgos, son los siguientes:

1. Conformación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
2. Actividades del servicio eléctrico: generación, transmisión, distribución y

comercialización especializada.

3. Los usuarios.
4. Autorizaciones y concesiones.
5. Régimen económico.
6. Infracciones y sanciones.
7. Disposiciones transitorias y finales.

Cada uno de los tópicos anteriores, asienta las bases generales para la estructuración del nuevo esquema de mercado, sus reglas generales y los agentes e instituciones que existirán dentro de éste.

La Ley deja claro que el objetivo del nuevo esquema será lograr el uso racional y eficiente de los recursos energéticos, la utilización de fuentes alternas de energía, la debida orientación territorial, la protección del medio ambiente y la protección de los derechos de los usuarios.

Para lograr lo anterior, se prevé dentro del régimen económico que “las actividades destinadas a la prestación del servicio eléctrico nacional tendrán como finalidad el uso óptimo de los recursos utilizados en la prestación del servicio, en beneficio del consumidor y la promoción para las empresas, de una rentabilidad acorde con el riesgo de las actividades que realicen, en condiciones de operación eficiente”. Luego, para poder cumplir con estos objetivos se prevé la conformación de un Mercado Mayorista de Electricidad en el cual, “se realizarán las transacciones en bloques de potencia y energía eléctrica que ocurran dentro del Sistema Eléctrico Nacional.” Se prevé entonces que para que exista un MME que permita la consecución de los objetivos buscados, la participación de “los generadores, los distribuidores, los comercializadores especializados y los grandes usuarios, estarán sujetos a la competencia libre y abierta, cuyos beneficios deberán traducirse en mayor bienestar colectivo”.

En las Disposiciones Finales y Transitorias se ha fijado un lapso de dos (2) años para permitir la conformación del Mercado Mayorista, así como la Comisión Nacional de Energía y del Centro Nacional de Gestión, en el ínterin las actividades de estos organismos serán ejecutadas por los que actualmente las ejecutan; el Ministerio de Energía y Minas y OPSIS.

En la actualidad, Venezuela desarrolla los reglamentos y normas que en consonancia con la Ley del Servicio Eléctrico permitirán la operación del Sistema Bajo el Nuevo esquema sectorial.

Con la Coordinación de la Dirección General de Energía Eléctrica, perteneciente al Ministerio de Energía y Minas, dentro de los lapsos y condiciones transitorias previstas en la Ley, se desarrollan los reglamentos con el propósito de poner a disposición de los agentes, las normas y condicionados que darán viabilidad al nuevo esquema de funcionamiento sectorial.

Los tópicos mencionados a continuación, son objeto de estudios técnicos. Representan el soporte científico y metodológico bajo el cual se desarrollan los reglamentos.

Los siguientes tópicos, sin ser limitativos, son en la actualidad objeto de reglamentación:

- Organización y funcionamiento del Mercado mayorista de electricidad.
- Formación de precios y esquemas de remuneración del Mercado mayorista de electricidad.
- Transacciones del Mercado Mayorista de Electricidad.
- Transacciones relativas a los Servicios de Transmisión, incluido el tratamiento y aplicación de los servicios complementarios.
- Contabilidad y liquidación de los servicios de transmisión y de los servicios complementarios.
- Remuneración de la actividad de transmisión.
- Planificación y desarrollo de ampliaciones, refuerzos e interconexiones de la infraestructura del sistema.
- Contratos de Servicios de Transmisión.
- Operación de la Distribución.
- Remuneración de la Actividad de la Distribución.
- Condiciones de operación de los Comercializadores.
- Funcionamiento del Centro Nacional de Gestión.
- Funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Disposiciones transitorias y de operación hasta el inicio del funcionamiento del mercado bajo lo previsto en la Ley.
- Interconexiones internacionales.

El mercado a implantarse será un sistema de intercambio de energía eléctrica, donde la oferta y la demanda se equilibrarán en un nivel de precios que estará basado en un despacho de generación centralizado y optimizado en escala nacional, donde se considerará que la energía dominante (precio y volumen), proviene de las plantas hidroeléctricas ubicadas en el bajo Caroní. En consecuencia estará en capacidad de fijar el precio en un nodo de producción “dominante”. De esta manera, se formarán los precios en los nodos de “intercambio”, de forma tal que permitirá que el valor resultante del despacho de la generación centralizado, se realice desde el CNG y sea lo más próximo a la optimización social. En el mismo, tiene cabida la competencia progresiva y estará regido por un conjunto de normas y procedimientos bien estructurados y adaptados a los objetivos de la Ley de Electricidad y sus reglamentos.

La connotación “dominante” aplicada al bajo Caroní, además de tener vinculación directa con la inherente posibilidad de ejercicio de dominio del mercado por parte de la empresa (EDELCA), que por ende requiere de una activa regulación del Estado. Si se desea dar viabilidad a la existencia de un mercado, se aconseja la implantación de una política energética nacional orientada a acoplar objetivos multisectoriales, que hasta la fecha han sido desarrollados sin vinculaciones formales como lo son, el mercado de gas y el eléctrico.

Fundelec, fundación cuyo propósito es actuar como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, en uno de sus estudios más recientes define un conjunto de directrices y principios rectores, bajo las cuales se desarrollan las actividades de transición hacia el inicio del funcionamiento del mercado y que en nuestro criterio son una suma de actividades que se realizan en Venezuela. Estas, con pequeñas actualizaciones se transcriben a continuación:

- La transición desde el régimen actual hacia el previsto, será planificada y programada, ya que en el ínterin la red debe seguir operando en forma segura, confiable y haciendo uso óptimo de los recursos técnicos y de organización existente. Se considerará que hasta la fecha, el régimen de despacho de generación bajo el cual se desenvuelve el Sistema Interconectado Nacional es en la práctica coordinada, ya que los contratos por intercambios de potencia y energía se enfocan a atender situaciones coyunturales y del interés propio de cada empresa, más que a compartir los beneficios de una operación interconectada.
- Los sistemas de transmisión y distribución estarán sometidos a regulación y serán remunerados con tarifas que garanticen una rentabilidad que permita propiciar la eficiencia y la calidad en la prestación de servicio.
- Se contará con la presencia de un Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, el cual será una empresa pública, sin fines de lucro, de carácter fundamental e institucionalmente técnico, que será responsable de la operación de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de la administración del mercado mayorista de electricidad.
- Existirá una Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que realizará las tareas de regulación del sector y supervisará el funcionamiento del servicio eléctrico.
- El mercado mayorista lo conformarán los generadores, los distribuidores, los comercializadores y los grandes consumidores, quienes participarán en el mercado como agentes sin vinculaciones entre ellos, a los fines de evitar acciones que le confieran ventajas de mercado que puedan distorsionar la operación optimizada.
- Para desarrollar cada reglamento o normativa, existirá a su vez un conjunto de premisas y lineamientos específicos que definirán la orientación de su desarrollo e interrelación con el resto de las normas a desarrollar. Los reglamentos y las normas serán claros y los procedimientos transparentes, sin contradicciones y sin elementos susceptibles a ambigüedades en la interpretación. Los reglamentos deben incluir en su articulado previsiones que le permiten su propia revisión y mejoramiento, pero que su vez sean lo suficientemente estables.

Actualmente las redes eléctricas de alta tensión para transporte de energía son operadas y mantenidas por las empresas que las construyeron. Aún no existe en Venezuela, una única empresa de transmisión encargada de la administración de todos los activos de transmisión

Dado que todavía no se ha instaurado la estructura de mercado, muchas de las normas de valoración de los servicios de transmisión adoptadas internacionalmente para estos esquemas, así como señales de congestión etcétera, están bajo estudio y evaluación. Tampoco podemos hablar de la presencia de agentes. Se entiende que las tarifas aprobadas en las empresas del sector, de alguna manera reconocen el hecho que estas dispongan de activos de transmisión, necesarios para la realización de las transacciones comerciales a nivel del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Fortalezas y debilidades de la regulación

Al igual que Uruguay y Paraguay, Venezuela no posee un sector eléctrico con estructura de mercado, siendo ésta una tarea pendiente. Se deben poner en marcha las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la Ley 36.085, aprobada en 1999.

Por otra parte, en el aspecto físico, la capacidad de acceso en la red eléctrica en la zona de occidente es limitada.

Con fines regulatorios, se están enviando señales contradictorias en la medida que transcurre el tiempo y no implementen la nueva Ley.

Reestructuración del Sector Gas Natural en Venezuela

La Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), dictada mediante Decreto Ley No. 255, del 14 de agosto de 1999, dispone la apertura de las actividades de los hidrocarburos gaseosos en Venezuela, en el sector privado. El gas natural, pasa a explotarse mediante actividades económicas, regidas por los principios de libre competencia y sometidas sin embargo a diversos controles por parte de los poderes públicos.

Las nuevas estructuras institucionales

2. **Ministerio de Energía y Minas (MEM).** Es el órgano rector del Ejecutivo, con las atribuciones de: regular, formular y monitorear las políticas, planificar y fiscalizar las actividades de los sectores hidrocarburos, energía y minas.
3. **Ente Nacional del Gas (ENAGAS).** Adscrito al MEM, autónomo, es dirigido y administrado por un Directorio de cinco miembros, designados todos por el Ministro de Energía y Minas, seleccionados entre personas con suficiente calificación técnica, profesional y gerencial. La duración en las funciones de los miembros del Directorio, es de tres años.

ENAGAS, es un instrumento del estado que conecta al sector productor de gas con los sectores consumidores, abriendo los espacios necesarios para la incorporación de capital privado nacional e internacional, así como crea condiciones necesarias de igualdad entre los actores privados y públicos, bajo normas y reglas definidas que promuevan el desarrollo de la industria del gas en un ambiente de confianza, seguridad y competencia.

Son atribuciones de ENAGAS:

- ◆ Promover y supervisar el desarrollo de las actividades de: transporte, almacenamiento, distribución y comercialización.
- ◆ Vigilar e informar al MEM sobre la existencia de conductas no competitivas, monopolistas y discriminatorias en la primera venta de gas.

- ◆ Proponer al MEM el establecimiento y modificación, alcance o límites de las regiones que distribuyen gas.
- ◆ Promover el desarrollo de un mercado secundario, con capacidad entre los transportistas, distribuidores y comercializadores.
- ◆ Proponer para su aplicación, condiciones para que califiquen las empresas que realizarán las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización.
- ◆ Elaborar las bases para el establecimiento de tarifas.
- ◆ Proponer al MEM y al MPC para su aprobación, tarifas justas de transporte y distribución.
- ◆ Velar por el libre acceso a los sistemas de transporte y distribución.
- ◆ Promover el uso eficiente y la aplicación de las mejores prácticas en la industria del gas y en su utilización.
- ◆ Velar por los derechos y deberes de los sujetos de la industria del gas.
- ◆ Velar por el cumplimiento de las leyes nacionales y normas de la industria del gas.
- ◆ Asesorar a los diferentes sujetos de la industria, sobre la aplicación de las bases y fórmulas para el cálculo de los precios y tarifas. Atender oportunamente los reclamos de los usuarios.

Ámbito, objetivos y características del marco regulatorio

a.34) Ámbito

Dentro de la actividad del gas natural están sujetos a regulación el transporte, la distribución y la comercialización.

Los sujetos activos de la industria reconocidos para cada actividad del mercado son:

- **Los comercializadores**, quienes compran y venden gas natural por cuenta de terceros.
- **Los transportadores**, titulares habilitados para prestar el servicio del transporte de gas natural.
- **Los distribuidores**, titulares habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales, que no contratan su suministro en forma independiente.
- **Los consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales.

a.35) Objetivos

En cuanto a las normas de operación la ley establece:

- La obligación, de almacenadores, transportistas y distribuidores, de prestar servicio en forma continua y de conformidad con las normas legales, reglamentarias y técnicas de eficiencia, calidad y seguridad.
- La prohibición de la vinculación simultánea entre dos o más actividades de producción: transporte o distribución, pertenecientes a una misma persona y en una región. Las excepciones serán consideradas cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera y previa autorización del Ministerio de Energía y Minas.
- El acceso abierto a los almacenamientos, transporte y distribución cuando las instalaciones tengan capacidad disponible para ello y por convenio contractual entre las partes. A falta de acuerdo, el Ministerio de Minas y Energía establecerá las condiciones.
- La facultad de determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos, desde los centros de producción y procesamiento al Ministerio de Energía y Minas, atendiendo los principios de equidad.
- La fijación de tarifas a los consumidores finales las dictan los Ministerios de Energía y Minas y Producción y Comercio, mientras que el Ente Nacional del Gas, elaborará las bases para el establecimiento de dichas tarifas. Las tarifas para los consumidores minoristas se compondrán por el precio de adquisición del gas, la tarifa de transporte más la tarifa de distribución. Se busca que las tarifas aseguren el menor costo posible para los consumidores y sean compatibles con la seguridad de abastecimiento.
- Que la rentabilidad que se obtenga por las actividades de almacenamiento, transporte y distribución, luego de una operación eficiente y satisfactoria, obtenga ingresos sobre tarifas que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento de los servicios. Los impuestos, la depreciación y la amortización de inversiones, serán similar a la de otras actividades de riesgo comparable.

Previsiones para evitar posiciones dominantes y vinculantes

No existen objeciones a las posiciones dominantes y vinculantes, más allá de lo previsto en los artículos 9 y 10, que establecen lo siguiente:

- Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región dos o más actividades de producción, transporte o distribución previstas en la Ley. Cuando la viabilidad del proyecto lo requiera, el MEM podrá autorizar la realización de más de una de dichas actividades por una misma persona, en cuyo caso deberá llevar contabilidades separadas como unidades de negocios diferenciadas.
- Los almacenadores, transportadores y distribuidores de hidrocarburos gaseosos y sus derivados, están obligados a permitir el uso de sus instalaciones a otros almacenadores, transportadores y distribuidores, cuando dichas instalaciones tengan capacidad disponible para ello. Su utilización se realizará en las condiciones que las

partes convengan contractualmente, a falta de acuerdo el MEM establecerá dichas condiciones.

Precio del gas y tarifas de transporte y distribución

a.36) Precio del gas natural

El Ministerio de Energía y Minas, queda facultado para determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos, desde los centros de producción y procesamiento, atendiendo principios de equidad.

a.36.1) Tarifa de Transporte y distribución

Conjuntamente, Los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y Comercio, fijarán las tarifas que se aplicarán a los consumidores finales y los servicios que se presten en conformidad con la Ley.

El Ente Nacional del Gas, elaborará las bases para el establecimiento de dichas tarifas de transporte y distribución.

Las tarifas para los consumidores menores, serán el resultado de la suma de:

- Precio de adquisición del gas
- Tarifa de transporte.
- Tarifa de distribución.

Los servicios prestados por los almacenadores, transportistas y distribuidores, serán ofrecidos con tarifas que se ajustarán a los principios siguientes: **a)** Facilitar a los almacenadores, transportistas y distribuidores que operen en forma eficiente, para una obtención de ingresos suficientes que satisfaga los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, asimismo, los impuestos, la depreciación y la amortización de inversiones. Además, es necesaria una rentabilidad razonable que sea similar a la de otras actividades de riesgo comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios; **b)** Tomar en cuenta las diferencias que pudieren existir entre los diversos tipos de servicios en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia en los puntos de enajenación de producción a las plantas de extracción y procesamiento, así como cualquier otra modalidad que se determine en el Reglamento.

Las tarifas asegurarán el menor costo posible para los consumidores y deberán ser compatibles con la seguridad del abastecimiento.

Acceso abierto y asignación de capacidad. *Se mantiene el libre acceso tanto en el servicio de transporte como en el de distribución.*

Modalidad contractual. No se dispone.

Fortalezas y debilidades de la regulación. La reglamentación es muy incipiente y requiere de mayor detalle. Hay una dependencia total con el Ente Regulador del

MEM.

Evolución esperada de la regulación. Deberá reglamentarse la Ley, para que sea aplicable.

Restricciones asociadas al tamaño del mercado

La reglamentación es muy incipiente y requiere de mayor detalle.

ANEXO I. ACUERDOS DE INTEGRACIÓN DE MERCADO

Reglamento de transparencia y libre acceso a los sistemas de transporte de gas natural en el MERCOSUR

Existe un entendimiento relativo con los intercambios gasíferos y de integración entre los Estados Miembros del MERCOSUR, con el objetivo de:

- Diversificar las posibilidades de abastecimiento.
- Desarrollar un mercado competitivo de fortalecimiento de gas en el corto y largo plazo.
- Ofrecer a los actores un tratamiento no discriminatorio y la posibilidad de acceso al mercado de la región.

Los Estados miembros del MERCOSUR acordaron trabajar en forma conjunta, para:

- Asegurar que los precios y las tarifas incluyan todos los costos, particularmente los ambientales y sociales, de forma que tiendan a maximizar un desarrollo sustentable.
- Proteger el derecho de los usuarios de gas natural contra prácticas de monopolio, contra el abuso de posiciones dominantes y contra la baja calidad del servicio.
- Asegurar la competitividad en la producción de gas natural, sin subsidios y sin discriminación entre los agentes de los diferentes Estados Miembros.
- Permitir la libre contratación entre distribuidores y grandes consumidores de gas natural en cualquier Estado Miembro.
- Permitir la realización de contratos de compra y venta entre los Estados Miembros, de acuerdo con las legislaciones de cada uno.
- Asegurar que las reglamentaciones de sus mercados gasíferos, permitan la garantía del abastecimiento requerida por los compradores y vendedores de otro Estado Miembro.

- Promover el desarrollo de una infraestructura de comunicación que permita el intercambio de datos e informaciones sobre los mercados, necesaria para la coordinación física de las interconexiones.
- Respetar el libre acceso no discriminatorio, a la capacidad disponible de las instalaciones de transporte y distribución.
- Respetar los criterios de seguridad y equidad de cada Estado Miembro.
- Garantizar el acceso a las informaciones de: los sistemas gasíferos, mercados y sus transacciones.
- Promover la elaboración de estudios, con vista a la operación conjunta de los mercados de los Estados Miembros.

Los artículos sobre la propuesta del documento “Reglamento de transparencia y libre acceso a los sistemas de transporte de gas natural en el MERCOSUR”, mencionan:

“Art. 1.- Los Estados Miembros garantizan el libre acceso y no discriminatorio a la capacidad disponible de los servicios de transporte de gas a terceros interesados, inclusive aquellas demandas que se produzcan como resultado de operaciones de comercio internacional, asegurando que las condiciones técnicas y económicas que se exijan para tal acceso no caractericen discriminación entre las operaciones locales e internacionales.

En todos los casos que exista capacidad disponible o remanente, ésta deberá ser puesta a disposición de los interesados según los mecanismo establecidos para tal efecto en las respectivas regulaciones.”

“Art. 3.- Los Estados Miembros, garantizan el desarrollo y la publicación de las reglas técnicas sobre normas mínimas de proyecto y requerimientos operacionales para la conexión con los sistemas de transporte de gas de:

- Instalaciones de producción y procesamiento de gas natural.
- Sistemas de distribución.
- Equipamientos de consumidores conectados directamente.
- Interconexiones con otros sistemas de transporte de gas natural.”

“Art. 4.- La interconexión al sistema de transporte eléctrico o de transporte de gas deberá realizarse en cualquier punto técnicamente factible del sistema.”

“Art. 5.- Los acuerdo de interconexión se efectuarán:

- a) En términos y condiciones (incluidas las normas técnicas específicas), con precios no discriminatorios y serán de calidad no menos favorables que lo disponible para servicios similares ofrecidos a cargadores del sistema de transporte de gas, o para sus filiales y otras sociedades vinculadas.

- b) De forma oportuna y con precios basados en costos que sean transparentes y razonable y estén suficientemente desagregados para que el cargador no deba por componentes o instalaciones de la red, que no necesite para el abastecimiento del sistema.
- c) Las condiciones técnicas y económicas que se pacten no podrán caracterizar discriminación entre los agentes locales y los energéticos de importación o exportación.

Art. 6.- El operador del sistema de transporte de gas deberá desempeñar su función de manera, objetiva, transparente y no discriminatoria. Con el fin de asegurar la transparencia y la no discriminación, cuando la operación de un sistema de transporte este a cargo entre empresas verticalmente integradas con otras etapas de la industria, estos entes o empresas deberán realizar sus actividades de transportador de forma independiente del resto de sus actividades.

Art. 7.- La Independencia de las actividades en el artículo anterior implica, en lo mínimo, la separación contable de las mismas. La contabilidad de una empresa que opere sistemas de transporte sujetos al libre acceso y otras actividades, deberá discriminar en sus balances contables los beneficios y pérdidas originados de la actividad del transporte.

Art. 8.- En el caso mencionado en el artículo anterior, se deberán especificar en notas anexas a la contabilidad anual, las metodologías utilizadas de clasificación para los activos, obligaciones y gastos. Estas reglas sólo podrán ser alteradas en casos excepcionales, y cuando esto ocurra deberá ser mencionado en el balance y justificarlas debidamente.

Art. 9.- Los Estados Miembros, o cualquier autoridad competente por ellos designada, tendrán el derecho de acceder a la información contable de la empresa que operen los servicios de transporte y distribución.

Art. 10.- El operador de un sistema de transporte de gas, deberá publicar, al menos una vez en el año, la capacidad de transporte disponible para servicios de transporte firme de gas.

Art. 11.- Todo procedimiento para la utilización de recursos escasos, como la capacidad de transporte de gas, se dará de manera objetiva, transparente y no discriminatoria. Será colocado a la disposición del público o estado actual la capacidad contratada, más no será necesario identificar detalladamente las capacidades contratadas por los distintos cargadores del sistema de transporte de gas.

Art. 12.- Cuando el operador de un sistema de transporte de gas, no pueda ofrecer el servicio requerido por un cargador solicitante, deberá informar al mismo las razones para tal situación, las cuales deberán ser justas y no discriminatorias. El cargador del sistema de transporte de gas que solicite el servicio deberá contar con un mecanismo de apelaciones.

Art. 13.- En el caso del acceso a tarifas negociadas al sistema de transporte de gas, y con el objetivo de promover la transparencia y facilitar las negociaciones por el acceso

al sistema, los operadores de los sistemas de transporte de gas deberán publicar una lista indicativa de precios para el uso del sistema de transporte. Los precios indicativos deben procurar basarse en los precios medios correspondientes a los doce meses anteriores.

Art. 14.- Cuando un sistema de transporte de gas atraviese el territorio de uno o más de los Estados Miembros, los precios o tarifas y demás cargos que se apliquen en el territorio de un Estado Miembro a los servicios de transporte comprendidos en el presente reglamento, en ningún caso, podrán reflejar costos y/o gastos económicos o financieros de ninguna naturaleza referentes a los sistemas de transporte localizados en territorio de otro Estado Miembro.

Art. 15.- Los Estados Miembros mantendrán mecanismos apropiados y eficientes para la regulación, control y transparencia de manera de prevenir cualquier abuso de posición dominante, en particular, en perjuicio de los consumidores y de los servicios. Los entes reguladores serán independientes de todo proveedor de servicios de transporte, y no responderán a ellos. Las decisiones de los entes reguladores y los procedimientos serán imparciales con respecto a todos los participantes del mercado.

Metodologías Tarifarias

Existen, básicamente tres maneras distintas de calcular la tarifa de transporte de gas natural:

4. Tarifa por distancia, o punto a punto.
5. Tarifa estampilla.
6. Tarifa por entrada-salida.

Tarifas relacionadas con la distancia

Algunas veces llamada punto a punto, es aquella cuyo principal factor es la distancia recorrida por el gas. A pesar de no eliminar la posibilidad de incorporación de otras variables, como presión y factor de carga, la variable distancia es la más importante de ellas.

Las tarifas punto a punto, son generalmente dotadas para transporte de grandes distancias, donde el movimiento de gas es lineal.

Tabla 58 Ventajas y Desventajas de las Tarifas Relacionadas con la Distancia

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> ➤ <i>Las tarifas reflejan los costos, almacenando señales económicamente eficientes al mercado.</i> ➤ Promueve la eficiencia económica, Simple y transparente donde los gasoductos tienen configuración línea. ➤ El nivel tarifario, puede diferir mucho de consumidor a consumidor. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El mercado de servicio de transporte interfiere en el mercado del producto, afectando la competencia entre productores. ➤ Limita el desarrollo del mercado en áreas remotas.

Tarifa estampilla

La tarifa estampilla, es aquella en la cual el transporte de cada unidad de volumen de gas posee la misma tarifa, independientemente de la distancia recorrida por él. Este sistema envuelve subsidios cruzados, según los cuales, volúmenes que recorren pequeñas distancias subsidian volúmenes que recorren distancias mayores.

Tabla 59. Ventajas y Desventajas de la Tarifa Estampilla

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Simple, de fácil comprensión y aplicación. ➤ Transparencia en lo que se refiere a la aplicación y la fórmula de cálculo. ➤ Estabilidad y un panorama previsible para todos los consumidores, los costos de expansión de la red son divididos por el volumen total. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Promueve la expansión de la red. ➤ Tarifas que no reflejan los costos ➤ No da señales económicas, a través de las tarifas.

Tarifa de entrada - salida

Puede ser separada en tasas de entrada y salida del sistema.

Tabla 60. Ventajas y Desventajas de la Tarifa de Entrada y Salida

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Da señales económicas al transportador y cargador, sobre las inversiones necesarias en los puntos de entrada salida. ➤ La adición de nuevos puntos de entrada y salida contribuyen para la expansión de la red y el mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Provoca inestabilidad en sistemas de expansión, cuando se implanta nuevos puntos de entrada - salida. ➤ Poco transparente.

Observaciones:

Como el mercado de gas natural se encuentra en diferentes grados de desarrollo en cada Estado Miembro, de la misma forma la estructura de mercado y el marco regulatorio, presentan todavía diferencias significativas de un país con otro. Sería interesante resaltar que las reglas establecidas en una norma conjunto, sean colocadas apenas como principios generales, y directrices a seguir, de manera de dar mayor flexibilidad y autonomía a los países.

Es necesario homogenizar ciertas especificaciones, a fin de permitir importaciones y exportaciones desde diferentes regiones que producen gas de diferentes composiciones, tomando en cuenta las necesidades técnicas de los equipamientos ya instalados y la calidad del medio ambiente.