



INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA "GENERAL MOSCONI"

CONFERENCE ON CROSS - BORDER GAS TRADE

Paris, International Energy Agency 26-27 March 2002

GAS MARKET INTEGRATION IN THE SOUTHERN CONE HARMONISATION OF REGULATIONS AND POLICIES

Gerardo A. Rabinovich
Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

Introducción

El presente documento tiene por objeto analizar las políticas regulatorias adoptadas por los países del Cono Sur de América: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay; relativas a la industria del gas natural, identificar los principales motores de la integración gasífera en la región y en consecuencia obtener algunas conclusiones que permitan esclarecer cómo las políticas regulatorias adoptadas interactúan en esta integración y cuales son las perspectivas futuras del comercio de gas natural en la región.

Para poner en perspectiva el análisis que sigue me parece importante recordar algunas cifras respecto de la industria del gas natural en el Cono Sur¹. Las reservas probadas totales de la Región al 31/12/2000 fueron de 1.630 Gm³, y la producción total en dicho año alcanzó 63,87 Gm³.

En el año 2000, Argentina disponía del 46% de las reservas probadas de la región y el 70% de la producción total de gas enviado, las reservas de Bolivia representaron el 32% del total y su producción solamente el 9% del total, mientras que Brasil participaba con el 22 % de las reservas y el 21% de la producción.

La composición del consumo total en dicho año indica que Argentina consumió el 69% del total de gas disponible, seguido por Brasil con el 19% mientras que aparece como consumidor importante Chile con el 12% del total.

¹ Ver el Cuadro N° 1 en la siguiente página. La producción total contiene todos los conceptos destacados en las contabilidades nacionales es decir también se incluye el gas reinyectado en formación, el gas venteado o quemado y el consumo propio de yacimientos.

CUADRO N° 1: Indicadores Relevantes de la Industria del Gas Natural en el Cono Sur

		Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Total
Reservas probadas (31/12/2000)	Gm3	750 46%	520 32%	360 22%	-	1630
Producción total	Gm3	44,87 70%	5,68 9%	13,32 21%		63,87
Relación Reservas/Producción	Años	17	92	27		26
Consumo	Gm3	33,1 69%	- -	9,4 19%	5,8 12%	48,3

Fuentes: "BP Statistical Review of World Energy", junio 2001; "Anuario Estadístico 2000" Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"; ANP, Brasil, Superintendencia de Hidrocarburos, Bolivia

De esta forma se puede perfilar la composición de países exportadores netos: Argentina y Bolivia, e importadores netos: Chile y Brasil, siendo marginal la presencia de Uruguay y Paraguay en lo que se refiere a comercio internacional de gas natural en la región.

En función de estas cifras es posible afirmar también aquí que el gas natural tiene conocidas ventajas²:

- a) es una fuente energética relativamente abundante, las reservas de gas natural de la región exceden ampliamente las necesidades de consumo, con una relación reservas/producción del conjunto de 26 años;
- b) es una energía "limpia" en una zona con altos requerimientos y preocupaciones ambientales;
- c) la emergencia de tecnologías de producción de energía eléctrica de alta eficiencia (especialmente las Centrales de Ciclo Combinado), hacen del gas natural un energético cada vez más solicitado a los fines de la producción de electricidad;

como así también importantes restricciones a ser tenidas en cuenta al momento del análisis de la conformación institucional y regulatoria de la industria, como las que a continuación se mencionan:

- a) "masa crítica" de potenciales clientes que posibiliten disminuir el costo unitario de acceso al recurso y permitan una adecuada operación de los sistemas de transporte y distribución, con alto factor de carga y consecuente amortización de inversiones;
- b) precio final competitivo con las fuentes de energías substitutas. Cabe recordar que el gas natural no tiene mercados cautivos y penetra en nuevos mercados con precios competitivos; por lo tanto la valorización en yacimiento sigue necesariamente una lógica "net back" desde el mercado; y
- c) un precio en yacimiento suficientemente remunerador que justifique los gastos de desarrollo y puesta del producto en cabecera de gasoducto.

² Ver al respecto Jacques Percebois: "Le marché international du gaz naturel: "quelle place pour les pays en développement", in Liason Energie - Francophonie N° 52, 3eme trimestre 2001, Institut de l'Energie et de l'Environnement de la Francophonie, Quebec, Canadá.

Es indudable que esta lógica es también de aplicación en el desarrollo de proyectos en la región y define la velocidad de realización de los distintos proyectos que se encuentran en cartera y que en esta Conferencia han sido presentados con mayor detalle.

1 Regulación y comercio de gas natural en la década de los '90. Evolución en el Cono Sur.

Los intercambios de gas natural en el Cono Sur de América se iniciaron a comienzos de la década de los '70 con la exportación de gas natural de Bolivia a la Argentina en un clásico contrato del tipo "take or pay", con un volumen comprometido de 6 millones de m³/día, una duración de 25 años y que finalizó en el año 1997, aunque fuera prorrogado hasta 1999, a fin de permitir que entrara el gasoducto a Brasil sin producir serios problemas económicos a Bolivia. Este contrato fue negociado por los Gobiernos de la época y operado por las entonces empresas públicas de ambos países, Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB) y Gas del Estado de la República Argentina.

Esta experiencia, que durante largos años fue la única de su tipo en América del Sur, funcionó sin mayores inconvenientes hasta su finalización, estableciendo estrechos vínculos entre ambos países, que fueron más allá de la estricta economía energética, alcanzando importantes consideraciones geopolíticas.

En la década de los '90 se realizaron grandes cambios estructurales en el modelo institucional y de propiedad de la industria energética en general, y en particular en la industria del gas natural, en todos los países de la Región, a través de la desintegración vertical y privatización de las empresas públicas energéticas, y la creación de las instituciones nacionales respectivas de regulación y control.

La profundidad de la reforma y privatización de la industria del gas natural y el impacto de estos cambios estructurales en la estructura del comercio internacional del gas natural se analizan a continuación en forma breve.

1.1 Países exportadores netos: Argentina y Bolivia

La República Argentina privatizó totalmente la industria del gas natural en el año 1992, creando un segmento libre: producción de gas y dos segmentos regulados: transporte y distribución. La empresa estatal Gas del Estado fue dividida en dos empresas de transporte y ocho empresas de distribución que fueron transferidas al sector privado. En el año 1994 se privatizó la empresa petrolera estatal YPF, quedando la producción y abastecimiento de gas natural en manos privadas.

En forma simultánea con la privatización de Gas del Estado, se creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) encargado de la regulación y control de los segmentos regulados. El marco jurídico en el que se basó la nueva estructura de esta industria es la Ley de Marco Regulatorio para el Gas Natural sancionada también en el año 1992.

La industria del gas natural en la República Argentina, que ya al momento de su transformación era una industria madura, tiene un esquema desintegrado verticalmente y totalmente privado, con la producción en competencia libre y el transporte y distribución regulados por un organismo específico denominado ENARGAS.

La ley de Marco Regulatorio de Gas Natural tiene un capítulo específico que trata la exportación e importación de gas natural en la República Argentina. Esta ley dice que las importaciones están autorizadas sin aprobación previa del Estado, mientras que las exportaciones deberán ser solicitadas al Estado y serán autorizadas siempre que no afecten el abastecimiento interno. Sin embargo, el poder público tiene un plazo de 90 días para contestar la solicitud y si no lo hiciera la exportación queda automáticamente autorizada.

Las exportaciones de gas natural en la Argentina son objeto de un debate que aún no ha sido resuelto. La elevada penetración del gas natural en la matriz energética de la Argentina (48% del abastecimiento de energía primaria en el año 2000), y el nivel de la relación Reservas/Producción del país, que se redujo de más de 30 años en la década de los '80 a 17 años actualmente, podría comprometer lo dispuesto por la ley en cuanto a la sustentabilidad del abastecimiento interno, si se asume una estrategia agresiva con nuevos contratos de largo plazo de exportación.

En el año 1998 se avanzó en la reglamentación de los permisos de exportación indicando que el poder público tendrá en cuenta los siguientes criterios para autorizar exportaciones de gas natural: a) el nivel de inversiones en exploración y explotación; b) la evolución de las reservas de gas natural en relación al consumo interno y las ventas externas; c) la posibilidad del agotamiento del recurso a nivel regional global; d) la evolución de los precios del gas natural y de sus sustitutos en el mercado interno y en los mercados externos; e) el nivel de competencia alcanzado en el mercado del gas natural y f) las condiciones generales de los mercados energéticos a nivel internacional.

Estos criterios se modificaron en el año 2001, estableciendo el gobierno argentino la aprobación automática de cualquier solicitud para exportar gas natural siempre que se cumpla que: a) el índice de reposición de reservas de gas natural sea igual o mayor a cero, en otras palabras que la incorporación de reservas sea igual o mayor a los volúmenes comprometidos en el contrato de exportación ó b) la relación reservas/producción, excluyendo los volúmenes reinyectados sea igual o mayor a 12 años.

Si una de estas dos condiciones se verifica, la solicitud de exportación es automáticamente aprobada y las empresas tienen un plazo de 180 días para iniciar la construcción de las instalaciones correspondientes.

Bajo estas normas, la industria del gas natural de Argentina ha desarrollado una importante infraestructura de exportación (ver Gráfico N° 1), con volúmenes exportados crecientes en el tiempo destinados a los países vecinos y con proyectos futuros que tienden a incrementar las exportaciones de gas natural en forma apreciable (ver Cuadro N° 2).

CUADRO N° 2: Gas exportado desde el sistema de transporte y directo de productores. República Argentina. Año 2001. (miles de m³)

	Gas Andes	Methanex PA	Methanex YPF	Methanex SI	Noroeste	Pacífico	Nor andino	Petro uruguay	TGM	Total
2001	4.431	1.656	1.647	881	2.130	523	1.518	105	1.952	14.843
Máx	5.747	2.017	1.810	1.035	2.543	676	1.947	139	2.560	
Mín	3.631	446	1.413	820	1.479	363	619	48	1.248	

Fuente: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias y Concesionarias de Transporte

Actualmente se encuentra en construcción el gasoducto que vinculará a la Argentina con la ciudad de Montevideo, en Uruguay y que consiste en la primera etapa del cierre sur del sistema gasífero de integración en el Cono Sur.

Cabe destacar aquí que, si se concretaran todos los proyectos de exportación de gas natural que tiene en cartera la Argentina, sería necesaria una incorporación de reservas en promedio de 63 Gm³ por año hasta el 2010, y de esa forma cumplir con el requisito de mantener una relación R/P de 12 años³.

La incorporación promedio de reservas promedio del país entre 1989 y 2000 fue de 37 Gm³. Alcanzar los niveles de exportación citados en el párrafo anterior requeriría un esfuerzo exploratorio importante que permita la sustentabilidad de los mismos y el adecuado abastecimiento interno como lo determina la actual legislación⁴.

El proceso de reforma realizado por las Argentina, y la regulación y estructura institucional adoptada han dado como resultado una fuerte dinámica en la exportación de gas natural durante la década de los '90. Este proceso se desarrolla en una estructura industrial desintegrada verticalmente, totalmente en manos de empresas privadas, donde el Estado ejerce la regulación y control que le asigna la Ley de Marco Regulatorio, a través del poder público y del organismo regulador creado a estos efectos (ENARGAS).

El proceso de transformación de Bolivia presenta ciertos matices que lo diferencian de la Argentina, pero que hacen de este país un importante actor de la región en lo que se refiere a exportaciones de gas natural⁵.

El mercado interno de gas natural en este país es muy pequeño. Por lo tanto mantiene un gran potencial de exportación que, hasta fines de los años '90, tenía como único mercado a la Argentina, y a partir de la entrada en operación del gasoducto Santa Cruz de la Sierra - San Pablo está orientado hacia el mercado brasileño. El consumo interno es muy pequeño, y la relación Reservas/Producción superaba, a fines del año 2000, los 90 años.

³ "Prospectiva 2000", Secretaría de energía y Minera de la República Argentina

⁴ "Reservas de gas natural en la Argentina", Eduardo Barreiro en Seminario del Instituto Argentino de la energía "General Mosconi", octubre 2001.

⁵ Para mayor información se recomienda consultar: Guillermo Torres Orias "El sector del gas natural en Bolivia", Capítulo 6, en "Los mercados del gas natural en la comunidad andina: Desarrollo y perspectivas de integración" Proyecto E&D, OLADE, CEPAL, GTZ, Quito Ecuador, Junio 2001.

En 1996, se inició el proceso de reforma del Estado Boliviano que significó en el sector de energía, aplicar un modelo de capitalización de empresas públicas con la atracción de empresas privadas para la conformación de sociedades mixtas administradas por fondos de pensiones privados (AFP). YPFB, la empresa petrolera pública monopólica, dejó la actividad productiva para transformarse en la contraparte boliviana en los contratos de riesgo suscritos con las empresas privadas petroleras que operan en el “*upstream*” en representación del Estado. YPFB, quedó como responsable de la ejecución de los contratos de compraventa de gas con el Brasil, asignando a las empresas privadas productoras de gas cuotas correspondientes a volúmenes de entrega de gas para la exportación a Brasil y para la atención del mercado interno.

Este modelo abre la industria a los capitales privados pero, a diferencia del adoptado por la Argentina, el Estado, a través de la empresa petrolera, es quien dirige la concreción y operación del comercio internacional de gas natural. En este sentido, Bolivia es actualmente muy agresiva buscando nuevos mercados de gas natural dentro y fuera del Cono Sur, de forma de obtener divisas para su economía.

Las actividades de la industria están reguladas por la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del año 1996, y las reglamentaciones correspondientes, que definen los requerimientos para la adjudicación de áreas de exploración y producción, y los contratos de riesgo compartido entre YPFB y las empresas privadas, los que tienen una duración de 40 años. En el caso de Bolivia, el poder público a través de la empresa petrolera se asocia con las empresas privadas, compartiendo riesgos y beneficios de los resultados alcanzados y manteniendo un poder de decisión importante.

Cabe destacar que esta fue una metodología exitosa ya que se concretaron 82 contratos de riesgo a fines del año 2000, de los que 38 contratos eran de exploración. Esto permitió incorporar nuevas reservas y confirmar yacimientos que estaban poco explorados, que incrementaron considerablemente el potencial del país adquiriendo el perfil de agresivo exportador que presenta actualmente.

A las reservas probadas presentadas en el Cuadro N° 1, se deben agregar Reservas Probables de magnitud similar que probablemente incrementen el stock de recursos del país en los próximos años. Esto significa que, a través de su proceso de reformas, Bolivia pasó de una situación de estancamiento en lo que se refiere a la incorporación de reservas de gas natural en la primera mitad de la década de los '90, a una dinámica que le permitió cuadruplicar las mismas a fines de los años 2000, y que probablemente tengan un crecimiento significativo, de similar magnitud al mencionado, durante el primer quinquenio de esta década.

Con los descubrimientos realizados, la zona sur de Bolivia (departamento de Tarija), ha pasado a tener los campos de gas más grandes de Bolivia y a ocupar una posición de privilegio para articular los mercados de la región y en especial del Mercosur ampliado (más Bolivia y Chile).

El poder público tiene también una fuerte presencia en el segmento de la producción de gas natural, según la ley de Hidrocarburos N° 1689 de 30 de abril de 1996, pudiendo señalarse en particular las siguientes disposiciones: a) las empresas que participan de la actividad hidrocarburífera, deben suscribir contratos de riesgo compartido con YPFB; b)

YPFB es el encargado de la supervisión de la explotación de los campos de producción; c) se establece el plazo de vigencia de los contratos (no excederán de 40 años); d) se establece la libre disponibilidad de la producción de petróleo, y se exceptúa de la libre comercialización a los volúmenes requeridos para satisfacer los requerimientos internos de gas natural y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPFB con anterioridad a la vigencia de la ley (contrato de exportación a Brasil); e) se establece el derecho de los productores de construir sus propios sistemas de transporte; f) se establece el pago de una regalía sobre la producción en boca de pozo del 18%; y g) se establece el pago de una regalía complementaria a la producción de hidrocarburos existentes del 13%.

La producción bruta de gas natural durante el año 2000, alcanzó un promedio de 15.6 millones de m³/día, de este volumen se exportaron al Brasil 5.76 millones de m³/día, se destinaron al mercado interno (incluyendo el gas utilizado en el sistema de transporte por ductos) 3.17 millones de m³/día, y se reinyectaron a campos de producción 5.04 millones de m³/día, el resto se consumió en campos de producción, quemado, venteado y transformado a líquidos. Esta composición de la producción muestra el escaso peso del mercado interno y el gran potencial de exportación de Bolivia.

En 1996, con el proceso de capitalización fueron transferidos los activos de la red de gasoductos de propiedad de la empresa estatal YPFB al consorcio integrado por las empresas ENRON; Shell, los trabajadores de YPFB y una empresa Administradora de Fondos de Pensiones, quienes formaron la empresa TRANSREDES S.A. Las tarifas máximas de transporte de gas, son fijadas por el poder público como tarifas de transporte únicas ponderadas (*postage stamp*):

Bolivia tiene una gran tradición y experiencia en la operación de contratos de exportación de gas natural ya que desde el año 1970, que marcó el inicio de su relación con la Argentina, hasta el presente ha formado a través de YPFB cuerpos profesionales de alta capacitación en este tema

La exportación de gas de Bolivia se inició en mayo de 1972, con un volumen de 4,2 millones de m³/día que en 1979 se incremento hasta 6 millones de m³/día. El abastecimiento se realizó durante 27 años en forma ininterrumpida. En el mes de septiembre de 1999, Bolivia dejó de exportar por ese gasoducto a la República Argentina, la que sustituyó sus importaciones con producción local. El operador boliviano de estas operaciones siempre fue la empresa pública YPFB.

Ya en esa época se empezó a considerar en Bolivia la posibilidad de exportar gas natural al Brasil. En marzo de 1974, ambos países firmaron un “Acuerdo de Cooperación y Complementación Industrial”, estableciendo por primera vez la posibilidad de comercializar 6.8 millones de m³/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: magnitud de las reservas y precio.

En noviembre de 1991, los ministros de energía de Bolivia y Brasil, suscribieron una carta de intenciones sobre el proceso de integración energética entre ambos países, estableciendo: a) la exportación de 8 millones de m³/día, con la previsión de incrementarse hasta 16 millones de m³/día, en función a la evolución del mercado brasileño; b) la fijación de fechas tope para definir la ruta del gasoducto y la firma del

contrato de compra venta; y c) el interés de Petrobras de participar en la exploración y posterior operación de dos yacimientos en el departamento de Tarija, así como participar en la distribución de derivados de petróleo en el mercado interno boliviano.

Si bien los acuerdos de abastecimiento de gas natural están definidos por las empresas públicas de ambos países en el marco de los Tratados Internacionales que definen esta operación, el gasoducto de exportación a Brasil tiene una estructura de participación de capital privado que está definido en las siguientes participaciones: a) en territorio boliviano: YPFB 51%; Enron 34%; Petrobras 9%; Grupo BTB 6% (British Gas, Tenneco y BHP); y b) en territorio brasileño: YPFB 12%; Enron 8%; Petrobras 55%; Grupo BTB 25%.

El año 2000 se consideró como el primer año del contrato de exportación. El volumen exportado fue algo menor que 5.9 millones de m³ por día, bajo cláusula “*take or pay*”, valor inferior al que estaba originalmente pactado (del orden de 9,1 millones de m³ por día), por restricciones del mercado brasileño.

Como se puede apreciar, la transformación del sector energético de Bolivia y en particular el mercado del gas natural, dio un fuerte impulso a esta industria, incorporó masivamente capital privado, incrementando notablemente sus reservas, y posibilitó el inicio de la exportación al Brasil, reemplazando en su debido momento el fin del contrato que vinculó a Bolivia y Argentina.

A diferencia de la Argentina, donde el estado solamente debe emitir una autorización que hasta puede ser automática si se cumplen pautas de abastecimiento interno, en Bolivia los poderes públicos y la empresa YPFB están fuertemente involucrados en todo el proceso de la industria desde la etapa de exploración hasta la concreción de acuerdos de exportación.

Pese a estar en presencia de dos modelos industriales diferentes, la presencia de condiciones favorables en los mercados hicieron viables las operaciones de exportación en la Región. Las diferencias en la regulación de la industria no han impedido el desarrollo de los proyectos en marcha. Sin embargo, la realidad física muestra a la Argentina con limitadas posibilidades de expandir en forma considerable su comercio exterior de gas natural, mientras que Bolivia con un mercado interno reducido y un gran potencial en tierra plantea un perfil exportador masivo, hacia los mercados del Cono Sur y hacia otros mercados extraregionales.

1.2 Países importadores netos: Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay

Los dos grandes mercados importadores de gas natural del Cono Sur son Brasil y Chile. Los requerimientos de gas natural de Uruguay y Paraguay son escasos, y el abastecimiento de los mismos solo se hace viable al estar los centros de consumo de estos países en la ruta de los grandes gasoductos al Brasil, o cercanos a las redes existentes en la Argentina.

Brasil es a su vez productor de gas natural y por sus condiciones geográficas y el clima tropical en la mayor parte de su territorio define consumos industriales y para generación de energía eléctrica. Por la extensión de su territorio, los gasoductos desde

Bolivia y Argentina solo pueden llegar a la zona sur y Sudeste del país, donde se concentra la mayor parte de la actividad económica.

Como el resto de los países de la Región, Brasil efectuó la reforma de su economía durante la década de los '90, privatizando empresas del sector público en diversas áreas y abriendo oportunidades de inversión al capital privado.

En materia de hidrocarburos, en el año 1997 sancionó la ley N° 9478 creando la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) que es la institución que regula y controla los aspectos vinculados a la industria. Basado en el Art. 177 de la Constitución del Brasil, esta ley declara como un monopolio federal diversas actividades de la industria entre las que se encuentran las actividades de importación y exportación de gas natural.

De acuerdo a las disposiciones de esta ley, la ANP es la agencia encargada de conceder las autorizaciones correspondientes a las importaciones y exportaciones de gas natural, las que pueden ser concedidas a toda empresa que esté constituida bajo las leyes brasileñas y cuya administración y sede estén fijada en Brasil. En la práctica quien ejerce el monopolio legal de estas actividades es la empresa Petrobrás, empresa controlada por el Estado federal.

Petrobrás, como hemos visto, es la empresa que controla el gasoducto que viene de Bolivia en territorio brasileño, y además es uno de los principales productores de gas natural en aquel país. También controla, en territorio de Brasil, el gasoducto que lo vincula con la Argentina y que unirá la localidad de Uruguayana con la ciudad de Porto Alegre. La penetración del gas natural en Brasil está muy controlada por la estrategia que a tales fines sigue Petrobrás, que a su vez es una extensión del Estado Federal quien determina la forma en que se ejercerá el monopolio sobre esta industria, y el ritmo de apertura de ciertas actividades al capital privado.

De esta forma, en función de esta estrategia, se asignan cuotas del gas importado a los Estados de la Unión, los que en función de las mismas también definen políticas de utilización de esta fuente en la industria y en la generación de energía eléctrica.

Aquí nos limitaremos al abastecimiento de gas natural a los Estados del sur y Sudeste del país, cercanos a los países limítrofes del Cono Sur, que en conjunto representaron a fines del año 2001 el 73% de las ventas de gas natural del Brasil⁶. Los estados del Norte y Nordeste del país tienen otras posibles fuentes de abastecimiento, especialmente Venezuela y proyectos de GNL procedente de Trinidad y Tobago o Nigeria. En el Cuadro N° 3 se presentan algunos datos importantes de la industria del gas natural en Brasil.

⁶ “Mercado de gas natural: franca expansión en 2001, excelentes perspectivas para los próximos años”, José Zonis, Gas Energía Newsletter, www.gasenergia.com.br

CUADRO N° 3: Evolución de los principales indicadores de la industria del gas natural en Brasil. (miles de m³)

(millones de m ³)	1991-2000										
		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Reservas Totales		288.725	304.624	284.771	323.790	343.131	398.373	435.459	409.811	403.870	360.782
Subtotal	On - shore	126.217	133.502	135.586	149.745	152.211	168.901	176.828	157.148	151.164	137.614
	Off-shore	162.508	171.122	149.185	174.045	190.920	229.472	258.631	252.662	252.706	223.168
Donde:											
Amazonas	On - shore	66.254	72.594	75.141	83.145	83.261	98.088	108.619	96.775	91.013	88.138
Río de Janeiro	Off-shore	118.617	124.222	98.539	119.570	126.953	163.821	198.932	205.863	198.221	162.827
Producción											
Total		6.609	7.007	7.398	7.756	8.107	9.214	9.865	10.833	11.898	13.328
Subtotal	Asociado	5.237	5.637	5.888	5.782	5.812	6.431	6.919	7.933	9.301	10.775
	No-asociado	1.373	1.370	1.510	1.974	2.295	2.783	2.946	2.900	2.597	2.552
Donde											
Río de Janeiro	Asociado	2.451	2.535	2.775	2.697	2.830	3.039	3.451	4.118	5.358	5.659
Importación de gas natural										400	2.211
Argentina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
Bolivia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400	2.105
Ventas Totales		2.469	2.879	3.424	3.559	4.010	4.360	4.731	4.789	5.349	6.572
Ventas R. Sudeste		1.274	1.621	1.869	2.015	2.277	2.559	2.833	2.774	3.138	3.783
Ventas R. Sur		-	-	-	-	-	-	-	-	-	262

Fuentes: Petrobras/Unidade de Negócios de Gás Natural a partir de 1999; Petrobras/SERPLAN para os anos anteriores.

ANP, conforme a Portaria ANP n.º 043, de 15/04/98

Las perspectivas para el mercado brasileño de gas natural en los próximos años son positivas. Brasil espera contar con una mayor capacidad de generación de energía eléctrica por intermedio de plantas termoeléctricas a gas natural, y continua existiendo un inmenso mercado potencial a ser conquistado con la expansión de las redes de gasoductos, tanto en el segmento industrial cuanto en el de vehículos sobretodo en aquellos estados en que el mercado de gas natural es reciente. Por todo eso, no parece exagerado considerar que la gran novedad en la matriz energética brasileña en los próximos años será el aumento de participación del gas natural.

En junio de 1999, comenzó a funcionar el Gasoducto Bolivia-Brasil, una obra con 3.150 km. de extensión y una inversión total de cerca de US\$ 2,15 mil millones. Además de tratarse de una importante obra de ingeniería, que involucra una compleja estructura contractual y de asignación de riesgos, imprescindibles para viabilizar su financiamiento, la entrada del Bolivia-Brasil permitió poner en marcha la concreción de la política estratégica del Brasil orientada al crecimiento de la participación del gas en la matriz energética brasileña, de 3% al 12% hasta el año 2010⁷. Si este objetivo se cumpliera, en el año 2010 Brasil estaría requiriendo un abastecimiento de 111 millones de m³/día⁸.

En junio de 2000, se dio otro paso hacia la consolidación de ese proceso, con la entrada en operación de la 1a Etapa del Gasoducto Uruguaiiana-Porto Alegre. Un proyecto de menor envergadura que el Bolivia-Brasil pero, sin embargo, con el mismo grado de importancia en lo que atañe al proceso de integración energética del Cono Sur, e implantación de la industria del gas en el Brasil.

⁷ Ver "Setor Energético: Destaques em 1999 e Oportunidades de Negócios", Mayo 2000, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Energia, Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético.

⁸ Está calculado sobre la base que la Oferta Interna de Energía fue de 253,3 millones de Tep en 1999, y coin una tasa de crecimiento del 2% anual acumulado, para que en el año 2010 la participación del gas natural alcance el 12% el abastecimiento debería ser de 40,5 Gm³ en ese año, ó 111 millones de m³/día

Siguiendo un objetivo de política energética de largo plazo establecido por el poder público, y con la participación casi excluyente de PETROBRAS, en menos de 2 años Brasil conectó los Estados del sur, sudeste y centro-oeste con los principales centros productivos del Cono Sur - las regiones de producción de gas de Bolivia y Argentina - compensando la relativamente baja disponibilidad de reservas de gas nacional, con la oferta de dichos países.

Un ejemplo del carácter estratégico asignado al gas natural por el Brasil está asentado en el Programa Prioritario de Generación Eléctrica del MME - Ministerio de Minas y Energía, que prevé colocar a disposición 20.000 MW de "energía nueva" hasta el 2004. (Ver Gráfico N° 2).

La pregunta a responder por Brasil en el marco de la integración de los mercados del gas natural en Brasil es la siguiente⁹:

"¿Cómo hacer, para establecer un conjunto de reglas que garanticen la implantación y el desarrollo de mercados de competencia, observando la evolución de los mercados vecinos, con miras a alcanzar la integración y resguardar el interés en las inversiones en infraestructura?"

En el Brasil se está planteando un desarrollo del mercado de gas a un ritmo acelerado con creciente interés del capital privado internacional de invertir en servicios de infraestructura, en el presente en manos de los Estados. El proceso de consolidación e integración de los mercados domésticos de gas del Cono Sur avanza en forma irreversible y Brasil entiende que su empresa petrolera, Petrobrás, jugará un papel preponderante como actor ineludible en este proceso.

En el caso de Uruguay y Paraguay, ambos países tienen mercados muy pequeños que no justifican el tendido de un gasoducto, salvo que los centros de demanda se encuentren en la ruta de los gasoductos proyectados desde Argentina y Bolivia a Brasil. Esto es lo que sucede actualmente con el gasoducto en construcción desde Buenos Aires a Montevideo, el que está pensado como la primera etapa del cierre del anillo de abastecimiento al sur del Brasil.

Ninguno de estos países ha decidido encarar reformas en el sector energético como las efectuadas en las otras naciones del Cono Sur. Por ello, las empresas públicas continúan manteniendo el monopolio de las actividades en algunas ramas de la industria energética, y en general tienen un peso determinante en las decisiones requeridas para concretar los proyectos de integración energética.

Finalmente, queda mencionar a Chile como el otro polo importante de importación de gas natural en el Cono Sur. Este es un país que ha sido el primero en adoptar políticas de mercado en el sector energético, privatizando las empresas del sector eléctrico y abriendo al capital privado segmentos completos de nuevas actividades, entre las que se destaca la industria del gas natural. Sin embargo, es interesante remarcar que esta liberalización y privatización de los mercados no alcanzó a la empresa petrolera chilena,

⁹ "Expectativas para el mercado del gas natural en Brasil" Flavio Santos Tojal de Araújo, Gerente de Asuntos de Regulación de la Unidad de Gas de PETROBRAS, Gas Energia Newsletter.

ENAP, la que aún continúa en manos de los poderes públicas. Por otra parte, como instancia institucional de planeamiento, regulación y control, en Chile funciona la Comisión Nacional de Energía (CNE) que tiene gran influencia en el funcionamiento general de la industria energética.

De acuerdo a la política económica del país, en Chile existe libertad para invertir, importar y exportar hidrocarburos líquidos, gaseosos y sólidos. Cabe hacer notar que actualmente Chile es importador neto de hidrocarburos. Los precios, se rigen por los mercados internacionales mediante la paridad de importación, con la excepción del gas natural cuyo precio está dado por los precios de las cuencas productoras de Argentina y Chile, los que son reflejados en los contratos de largo plazo libremente pactados entre empresas privadas.

Existen actualmente 6 compañías de transporte de gas natural y 5 compañías de distribución de gas natural por redes. El gas natural proviene principalmente de la cuenca de Neuquén en Argentina, limitándose el suministro de gas natural chileno a la zona de Magallanes (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir). La importación de gas natural de la Argentina cubre actualmente cerca del 70% del consumo total del país. Las empresas transportistas y distribuidoras de gas natural son empresas que requieren una concesión otorgada por el poder público para operar, las primeras tienen la obligación de dar acceso abierto y las segundas de dar servicio dentro de sus respectivas zonas de concesión.

El organismo encargado de fiscalizar y controlar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas natural y electricidad en Chile es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Esta es la institución encargada de otorgar las concesiones provisionales de transporte y distribución de gas natural, además de informar acerca de las concesiones definitivas al Ministerio de Economía quien en definitiva debe resolver. Además es la encargada de velar por el cumplimiento de la calidad del servicio de suministro de gas, fiscalizar el cumplimiento de los aspectos de seguridad de las instalaciones de hidrocarburos y el cumplimiento de la calidad de los productos combustibles contenida en la normativa vigente. Es un organismo descentralizado, regido por la Ley N°18.410, de 1985, que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

En lo que se refiere a importaciones de gas natural las vinculaciones son recientes y han sido resultado del proceso de liberalización y privatización de la industria en la década de los '90 en Argentina y Chile. En 1996 inició operaciones en Tierra del Fuego el Gasoducto Bandurria, el primer gasoducto de interconexión entre Chile y Argentina, con el objetivo de transportar gas argentino, de los yacimientos de la Cuenca Austral, para los requerimientos de la ampliación de la planta de metanol de METHANEX. Con similar objetivo, en 1999 inició operaciones una ampliación parcial significativa del Gasoducto Posesión - Cabo Negro, una de las primeras instalaciones de este tipo en Chile, y dos nuevas interconexiones con Argentina en el sector continental del Estrecho de Magallanes, en el extremo sur del continente (Dungeness - DAU 2 y Cóndor - Posesión).

En agosto de 1997, se iniciaron las importaciones de gas natural argentino a la zona central de Chile a través del gasoducto internacional GAS ANDES, el cual transporta

gas desde la Cuenca Neuquina para el abastecimiento de la compañía distribuidora de Santiago y tres centrales termoeléctricas del Sistema Interconectado Central del país. En 1999 iniciaron sus operaciones los gasoductos GAS ATACAMA y NORANDINO, en el Norte del país. Ambos transportan gas natural desde Argentina hasta centrales de ciclo combinado ubicadas en el Norte del país, y hacia centros mineros e industriales de la zona.

Finalmente Gasoducto del Pacífico, inició el transporte de gas natural desde la Cuenca Neuquina hasta la VIII Región, en la zona Centro sur de Chile, en octubre de 1999, para abastecer principalmente a empresas distribuidoras industriales y residenciales de la zona. En total, y en el lapso de casi cinco años, han entrado en operaciones ocho conexiones entre ambos países, lo que es señal de una exitosa relación que se ha afianzado con el transcurso del tiempo, en la que han intervenido los poderes públicos autorizando e impulsando estos vínculos, y el capital privado acelerando la construcción y operación de esta infraestructura.

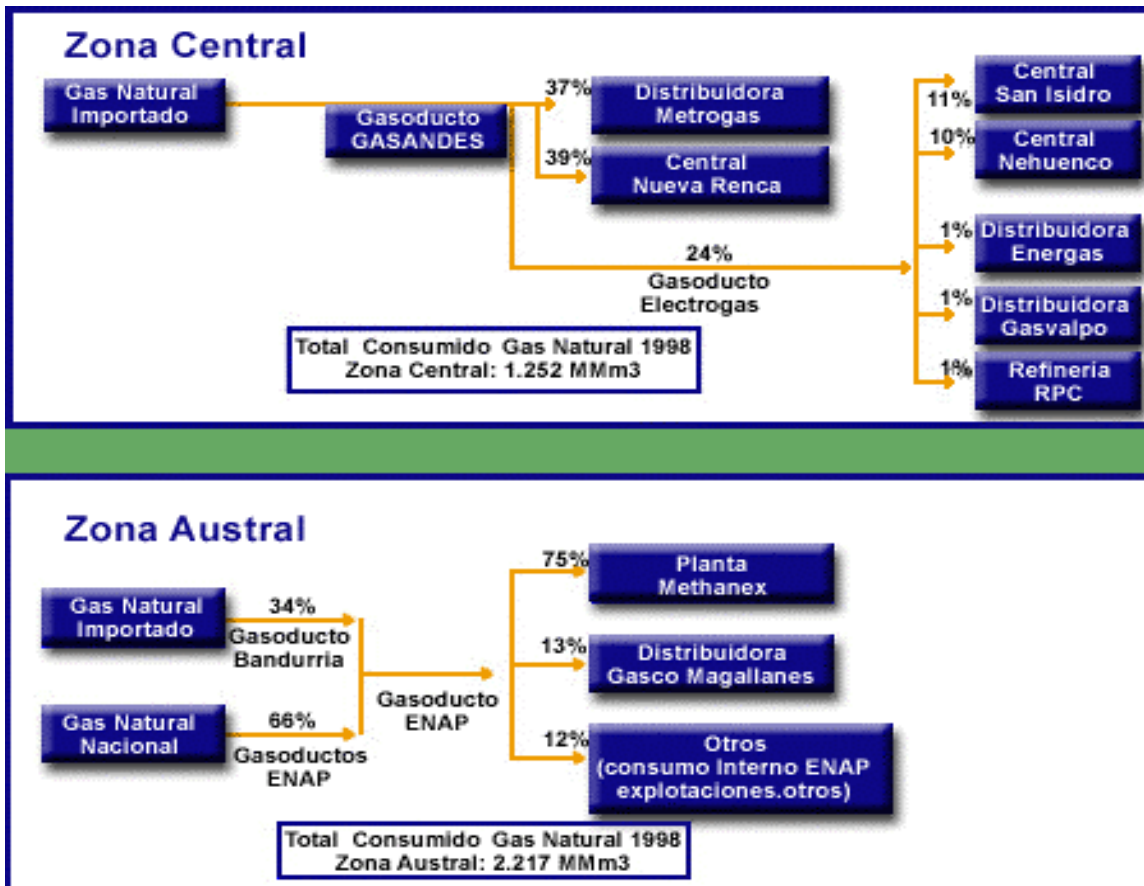
Con la llegada del gas natural argentino a la zona central, las compañías de gas de ciudad se han transformado, cambiando de nafta a gas natural como materia prima para la fabricación de gas y simultáneamente expandiendo las redes para la distribución exclusiva de gas natural. En la actualidad la distribución gas natural se realiza en cinco regiones de país: II Norte (actualmente sólo a termoeléctricas), V, Región Metropolitana, VIII y XII . Todas las empresas distribuidoras , tanto las existentes como las nuevas, requieren de una concesión de distribución de gas para la construcción y operación, salvo que sólo realicen el negocio de la comercialización y no posean redes ni instalaciones propias. La principal zona de consumo de gas natural en el país es la región austral, para producción de Metanol.

Sigue la zona central donde se producen consumos para generación de electricidad y para los sectores industrial y doméstico.

Del total consumido en Chile actualmente, el 60% aproximadamente es procedente de Argentina, siendo el 42% restante obtenido de yacimientos de la cuenca magallánica chilena.

Existen actualmente dos proyectos relacionados con el transporte de gas natural: a) Gasoducto Tal -Tal, proyecto asociado al gasoducto GAS ATACAMA, que tiene por objetivo el abastecimiento de Centrales Eléctricas en la parte norte del Sistema Interconectado Central y b) INNERGY Transportes: proyecto asociado a Gasoducto del Pacífico, que tiene por objetivo el abastecimiento de gas natural a clientes industriales de la VIII región, inmediatamente al sur de la ciudad de Santiago.

En el siguiente esquema se presenta el esquema de abastecimiento actual de Chile:



Fuente: Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile. Marzo 2002

Sorprendentemente, y contra cualquier pronóstico que se pudiera haber hecho a principios de la década de los '90, Chile es el importador más importante de gas natural del Cono Sur, con un volumen que a fines del año 2000 alcanzaba los 11 millones de m³/día, duplicando las cifras que el mismo año registraba el comercio entre Bolivia y Brasil.

2 Factores dinámicos del comercio de gas natural en el Cono Sur. El papel de la energía eléctrica y la desregulación de los mercados

Como hemos visto en el punto anterior, existen dos bloques de países en el Cono Sur que pueden ser claramente diferenciados como exportadores e importadores netos.

Se observa una clara especialización desde la Argentina hacia Chile y en menor medida hacia Uruguay y el Sur de Brasil, y un eje Bolivia-Brasil capaz de soportar el enorme potencial del mercado brasileño, o por lo menos el de sus regiones económicas más importantes en el Sur y Sudeste del país.

Se ha podido verificar una importante rapidez en la concreción de los proyectos de vinculación cuando los mercados están desregulados, y las empresas privadas que operan las instalaciones acuerdan las condiciones contractuales del suministro de gas natural. Este es el caso entre Argentina y Chile. La velocidad de la interconexión entre ambos países y el volumen que ha alcanzado el comercio internacional de gas natural entre ambos, sorprenderá a más de un observador, que no hubiera pronosticado este desarrollo hace diez años atrás.

En forma mucho más lenta pero también con fuerte determinación avanza la integración de aquellos mercados donde los poderes públicos tienen una influencia determinante en la concreción de las acciones a ejecutar, como es el caso del Brasil, y en menor medida Uruguay.

La situación actual permite, por lo menos, afirmar que aún bajo la coexistencia de dos modelos de desarrollo y gestión diferentes, uno predominantemente público y el otro privado, el proceso de construcción y puesta en operación de la infraestructura física que hace posible el comercio internacional de gas natural en el Cono Sur, alcanzó el nivel que lo caracteriza como irreversible, y los nuevos mercados con mayor o menor rapidez avanzan hacia distintos grados de madurez que culminarán en un mercado integrado de gas natural en esta región.

Los factores dinámicos que caracterizan este proceso tienen que ver con: a) el carácter institucional y el grado de desregulación de las industrias, b) disponibilidad de recursos y potencialidad de los mercados, y c) requerimientos de generación de energía eléctrica.

En el primer caso se ha podido caracterizar y agrupar a los países en tres bloques, aunque con límites no exactamente definidos y a su vez que podrían ser cambiantes en el tiempo:

- a) Industria del gas natural con preponderante participación empresaria privada: Argentina y Chile;
- b) Industria del gas natural con participación empresaria mixta y proceso de decisiones con preponderancia de los poderes públicos: Bolivia y Uruguay;
- c) Industria del gas natural con preponderante participación pública: Brasil y Paraguay.

La mayor dinámica como hemos visto se ha podido observar durante los '90 en el primer grupo de países, aunque en el resto el proceso avanza en forma irreversible hacia la constitución de mercados cada vez más maduros en lo que respecta a la utilización del gas natural.

En el segundo caso, y asumiendo el riesgo de poder equivocarnos nuevamente con las perspectivas de Chile, podemos encontrar dos bloques que parecieran estar definidos:

Bloque 1: Oferta en yacimiento con "horizonte corto"; potencial de desarrollo del mercado limitado (ya sea porque son mercados ya maduros (Argentina) o porque pese a su dinámica son pequeños (Chile y en menor medida Uruguay). El clima frío y templado favorece el uso del gas natural en el sector doméstico.

Bloque 2: Oferta en yacimiento con "horizonte muy amplio" (Bolivia), mercado de enorme potencial (Brasil).

Pareciera lógico que en su mayor parte, el comercio internacional de gas natural se especializara entre estos dos bloques en forma preponderante aunque, por la magnitud de sus recursos, en el largo plazo Bolivia podría cubrir faltantes de abastecimiento en el mercado argentino, en función de la evolución de las reservas de la Argentina.

Finalmente, pareciera que los requerimientos de generación de energía eléctrica darán consistencia al comercio internacional de gas natural en los próximos años, si se avanza en los objetivos propuestos en los principales países importadores.

Brasil está implementando varios proyectos para el uso del gas natural para generación y cogeneración de energía eléctrica, a través de usinas termoeléctricas. La privatización del sector eléctrico en el país, el desarrollo de la tecnología de las turbinas a gas y la posibilidad de importar GN de Bolivia, Argentina y de Gas Natural Licuado (GNL), también contribuyeron para atraer el interés de diversas instituciones en ese segmento.

El Ministerio de Minas y Energía creó el Programa Prioritario de Termoelectricidad 2000-2003 (decreto n° 3.371) con el propósito de aumentar el suministro de energía en el país. De acuerdo con este proyecto, se construirán 56 plantas termoeléctricas hasta el año 2003, con aproximadamente 20.000 MW de capacidad de producción. Cada planta es el resultado de un consorcio de inversionistas de diferentes nacionalidades, y si bien las regulaciones establecidas por ANEEL¹⁰ son rigurosas en términos técnicos y económicos, se ha abierto un amplio campo de acción a las empresas privadas.

Las escasas lluvias de los dos últimos años, el manejo de los embalses de las plantas hidroeléctricas¹¹, y el aumento de consumo de energía posterior al Plan Real, fueron las causas de la crisis de abastecimiento eléctrico, que depende en un 90% del sector hidroeléctrico, del Brasil en Mayo del 2001. Para mitigar la crisis en los próximos años, se elaboró el Plan de Emergencia, previendo la construcción de 13 plantas claves del Programa Prioritario, operando en ciclo simple hasta el 2001.

La mayoría de estas plantas termoeléctricas utilizarán gas natural como combustible, convirtiéndose en las principales consumidoras del producto en el país. Estas nuevas plantas estarán localizadas en la proximidad de los mercados consumidores y de las redes de transmisión, y presentan dos grandes ventajas como consecuencia de un menor impacto ambiental que las Centrales actuales y una tasa de retorno de la inversión en un corto período de tiempo. Algunas termoeléctricas producirán energía eléctrica y vapor de agua (cogeneración), abasteciendo simultáneamente las necesidades de varias industrias.

Chile presenta otro ambicioso esquema de expansión de la producción de energía eléctrica basada en el gas natural. El Programa de Obras elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) prevé la entrada en operaciones de poco más de 3.400 MW en Ciclos Combinados desde el año 2002 y hasta el año 2009, que deben agregarse a los 840 MW en construcción actualmente, también en base a la tecnología de utilización del gas natural.

La expansión del sistema de generación de energía eléctrica en la Argentina empleando la tecnología de Ciclo Combinado y gas natural como combustible permitió incorporar 8.500 MW, aunque pareciera actualmente haber ingresado en una pausa que puede ser prolongada debido a la crisis económica que estalló a fines del 2001 y de la cual no se ve con claridad cual será la solución.

¹⁰ ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica, organismo de regulación del sector eléctrico.

¹¹ Helder Queiroz Pinto Jr: " A Crise do Setor Elétrico Brasileiro: causas e medidas adotadas" en Revista Proyecto Energético, Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Julio - Agosto 2001, Buenos Aires

3 La integración gasífera en el Cono Sur: Una realidad irreversible que requiere fortalecer el marco institucional regional.

Como se ha venido mostrando a lo largo de este documento, la integración de las redes de gas natural entre los países del Cono Sur se ha convertido en una realidad irreversible apoyada en los siguientes hechos objetivos:

- a) la confirmación del importante incremento de las reservas de gas natural en Bolivia;
- b) la entrada en operación de ocho gasoductos y la exportación de más de 10 millones de m³/día desde Argentina a Chile, que de esta forma se constituyó en el mayor importador de gas natural de la Región;
- c) la entrada en operación del gasoducto entre Bolivia y Brasil, el mercado de mayor potencial que comienza a beneficiarse del acceso masivo del gas natural, con compras iniciales que no superan los 6 millones de m³/día, pero que no cesarán de crecer en el futuro;
- d) la entrada en operación del gasoducto entre Argentina y Brasil que en una primera etapa llega a Uruguayana y por el que se prevé alimentar en el futuro la ciudad de Porto Alegre con volúmenes del orden de los 2,5 millones de m³/día en el mediano plazo; y
- e) el cierre por el sur de este sistema con el inicio de la construcción del gasoducto subfluvial entre Buenos Aires y Montevideo, que está previsto que en el futuro también alcance Porto Alegre.

Este sistema de interconexiones regionales se construyó en un ambiente donde coexisten modelos diferenciados de funcionamiento institucional de industrias gasíferas nacionales, predominando en algunos casos la desintegración y desregulación empresarial con participación predominante de empresas privadas, en otras estructuras de participación mixta y finalmente industrias totalmente dominadas por los poderes públicos. Esta diversidad no ha impedido que estos sistemas interactúen permanentemente y el atractivo de los mercados logró concretar los proyectos comerciales y la infraestructura necesaria.

En otras palabras, y repasando las restricciones que el Profesor Percebois¹² plantea como condicionantes a tener en cuenta al momento del análisis de la conformación de las estructuras institucionales y regulatorias, en el Cono Sur se ha podido verificar:

- 1) la presencia de una "masa crítica" de consumidores, que permitan amortizar las grandes inversiones requeridas ejemplificada en las nuevas Centrales Eléctricas que han entrado en operación y que están proyectadas en los próximos años;
- 2) precios competitivos con las fuentes energéticas a substituir, acompañados por las innovaciones tecnológicas en Ciclos Combinados;
- 3) precios relativamente atractivos para el productor en boca de pozo.

a estas restricciones así planteadas parece conveniente agregar un condicionante que ha sido determinante para la concreción de los grandes proyectos de infraestructura actualmente en operación:

¹² Jacques Percebois: op. cit., y otras publicaciones CREDEN, Université de Sciences Economiques Montpellier.

- 4) el acceso a adecuadas fuentes de financiamiento para la construcción de la infraestructura adecuada, que permita que el gas natural llegue a los usuarios finales en competencia con las fuentes alternativas.

esta última restricción es la que fue solucionada en la década de los '90 con la reforma de la industria energética, que con mayor o menor profundidad afectó a todos los países de la Región, permitiendo el acceso del capital privado tanto en los sectores del gas natural como de la electricidad y en los distintos segmentos de la cadena de estas industrias a aportar el capital de riesgo necesario para concretar los proyectos de integración que durante largo tiempo no pudieron ser implementados.

La crisis en la que ingresó la Argentina a fines del 2001, puede poner fin a este acelerado ciclo de expansión, por lo menos en lo que se refiere al aporte de capitales privados dado que ha incrementado el riesgo que perciben los inversionistas y afecta las tasas de recuperación de capital exigidas.

La integración gasífera en el Cono Sur, como toda estructura nueva que además ha crecido en un lapso muy corto de tiempo, necesita la creación e instrumentación de herramientas regionales que fortalezcan el marco institucional en que se desenvuelve este proceso.

En este sentido, tanto la experiencia de la Unión Europea como el aporte de instituciones como OLADE, y en el presente caso específico la injerencia institucional del Subgrupo 9 de Políticas Energéticas del MERCOSUR ampliado pueden hacer un aporte inestimable al crecimiento de esta integración gasífera regional, analizando la armonización de políticas y regulaciones y estableciendo un tribunal donde en forma amigable se puedan dirimir diferencias comerciales.

Gráfico 1:

Mapa de Gasoductos de Exportación República Argentina

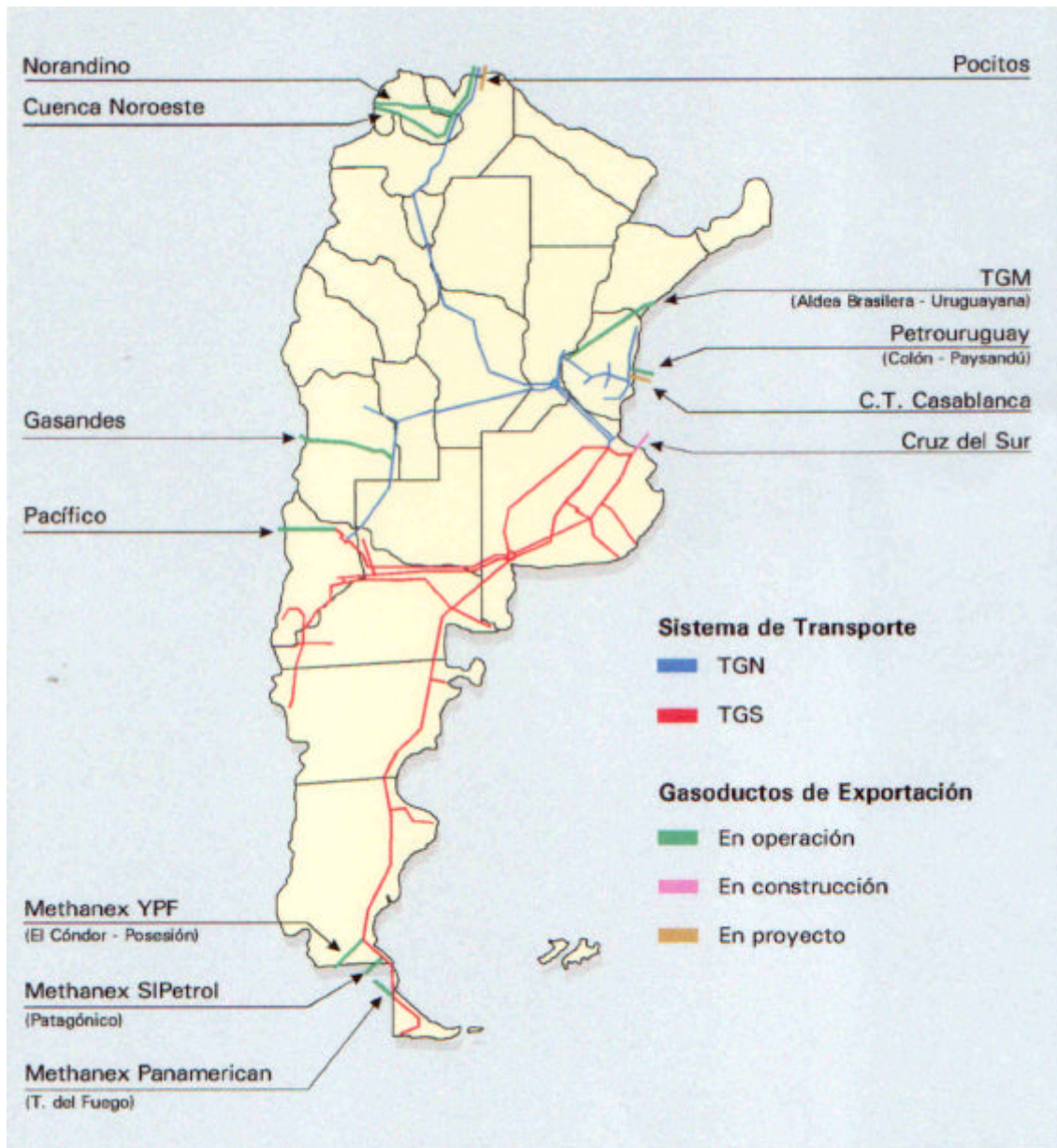


Gráfico 2:

Mapa de Gasodutos del MERCOSUR

