

**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**

# **Integración Energética en el Mercosur Ampliado**

**Departamento Regional de Operaciones 1 (RE1)  
División de Finanzas e Infraestructura Básica 1 (RE1/FI1)  
Departamento del Sector Privado (PRI)**

**Washington D.C.**

**2001**



## PRESENTACION

En el pasado, tanto la construcción de centrales eléctricas binacionales, como de líneas de interconexión eléctrica entre países, respondían a decisiones de los gobiernos, que eran llevadas a cabo por empresas, asimismo públicas. Entre los proyectos de ese período, que contaron con la participación del BID, figuran: la Central Hidroeléctrica de Salto Grande, construida para conectar los sistemas eléctricos de Argentina y Uruguay; así como la Central hidroeléctrica de Yacretá, que liga los sistemas de Argentina y Paraguay. El proyecto más reciente es el gasoducto Brasil-Bolivia, con capacidad para transportar treinta millones de metros cúbicos de gas por día, vinculando Santa Cruz de la Sierra, en Bolivia, con São Paulo y Porto Alegre, en Brasil, a lo largo de 3.150 Km.

Al hilo de las reformas de los sectores energéticos, una nueva dinámica apareció en los procesos de integración recién mencionados. En los países donde las reformas se encuentran en estadios más avanzados, como Chile, Argentina, Bolivia y Brasil, agentes privados reemplazaron a los gobiernos, pasando a convertirse en importantes actores en los sectores energéticos. De forma tal que el sector privado ocupa hoy una posición privilegiada a la hora, tanto de evaluar las ventajas relativas entre los países, como de aprovechar las oportunidades de comercializar los intercambios de energía al por mayor entre los respectivos mercados.

El autor del trabajo argumenta que los beneficios asociados a la comercialización de energía están en relación con la posibilidad, por parte del comercializador, de “arbitrar”(comprar en un mercado para vender en otro, jugando con la diferencia de precios) diversos productos en mercados diferentes. En el caso que nos ocupa, los productos en cuestión son la energía, la potencia, los servicios complementarios, y la calidad.

Insiste el autor en cuanto a la necesidad de eliminar barreras regulatorias entre los países, con objeto de atraer inversión en proyectos de interconexión, especialmente entre los mercados donde las diferencias de precios marginales no son tan notables.

Asimismo confirma el autor, resultados de trabajos similares que muestran que el comercio regional de energía eléctrica con un fuerte grado de integración, no requiere una completa

homogeneidad regulatoria, sino únicamente ciertas coincidencias mínimas, así como regulaciones comunes para los intercambios internacionales.

La divulgación de los resultados de este trabajo pretende ampliar el debate relativo, tanto a los requisitos regulatorios, como a la estrategia más adecuada para la implantación de mercados regionales integrados, a seguir por los países implicados. El estudio presenta, además, los resultados de análisis de oferta y demanda energética nacional y regional del Mercosur Ampliado con las potencialidades de un comercio eficiente de recursos energéticos, para los próximos 10 años.

En cuanto a los beneficios y consecuencias derivados de la integración de los mercados energéticos, no cabe ninguna duda de que las interconexiones internacionales, tanto de energía eléctrica, como de gas natural, dan lugar a mayor eficiencia económica, así como a mayor seguridad de abastecimiento.

Los estudios y análisis fueron realizados por Mercados Energéticos S.A. de Argentina y las opiniones expresadas son responsabilidad del autor y no necesariamente reflejan la posición oficial del Banco Interamericano de Desarrollo.

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe<sup>i</sup>, resultado del esfuerzo conjunto de PRI y RE1, responde a los siguientes objetivos:

- Evaluar la oferta y la demanda energética nacional y regional del MERCOSUR ampliado (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) mostrando las potencialidades de comercio eficiente de los recursos energéticos.
- Analizar los beneficios y las afectaciones que podría introducir una mayor integración, y la relación que existiría entre la integración vía gasoductos y electroductos.
- Evaluar las reglamentaciones para el comercio internacional de energía que se aplican en el área del MERCOSUR, y realizar una propuesta para crear las condiciones que permitan una mayor integración de los mercados.

El estado actual de los sectores eléctricos de la región es el siguiente:

- *Chile* tiene un mercado eléctrico poco competitivo, debido a una excesiva concentración inicial en la propiedad de la generación. La integración eléctrica con Argentina no se ha concretado, en alguna medida, debido a la falta de una regulación específica para comercio internacional de energía eléctrica, la imposibilidad de realizar alguno de los negocios posibles por restricciones reglamentarias y por la poca diferencia entre los costos marginales de largo plazo de Chile y Argentina. Existe sin embargo, una fuerte integración gasífera con este último país.
- *Argentina* se ha convertido en el proveedor de gas natural de Chile, y se han iniciado exportaciones a Uruguay y Brasil. Tiene además un mercado eléctrico maduro, que se formó luego de un proceso rápido y eficaz de reestructuración y privatización. Los productores de gas actúan como impulsores de la integración debido a su necesidad de monetizar las reservas disponibles.
- *Brasil* tiene al sector eléctrico en un proceso de transición, desde el monopolio estatal a un mercado eléctrico, y al sector gasífero en pleno desarrollo. Existirá un fuerte intercambio de energía eléctrica con Argentina y el sector gas será dependiente del gas de Bolivia y Argentina.
- *Uruguay* ha encarado un proceso de transformación de su sector eléctrico, con la intención de permitir cierto grado de competencia en generación, y autorizando a los grandes usuarios a que contraten su suministro con contratos libremente pactados con generadores.
- *Paraguay* no ha encarado una transformación de su sector eléctrico.
- *Bolivia* ha realizado una profunda transformación de su sector energético. Sus importantes reservas de gas le permitirían exportar del orden de 110 millones de m<sup>3</sup>/día, manteniendo un horizonte de reservas de aproximadamente 15 años.

---

<sup>i</sup> Estudios y análisis realizados por Mercados Energéticos S.A. (Argentina), bajo la orientación y supervisión de Ricardo P. Pinheiro de la División de Finanzas e Infraestructura Básica (RE1/FI1).

Al iniciarse la transformación de los sectores energéticos de la región, se introduce una nueva dinámica en el proceso de integración. Los agentes privados, que son los actores de los sectores eléctrico y de gas en los países de la región, son los que están en las mejores condiciones de evaluar las ventajas relativas entre los países y concretar las oportunidades de comercializar los intercambios a gran escala. Estos, sin embargo, están limitados por las restricciones reglamentarias que se introducen a su accionar.

Los beneficios asociados a la comercialización de energía están relacionados con la posibilidad del comercializador de “arbitrar” (comprar en un mercado para vender en el otro, quedándose con la diferencia de precio) entre precios diferentes, propios de cada mercado. Los productos a arbitrar son la energía, la potencia, los servicios complementarios, y la calidad. Es importante distinguir las diferencias de precios que surgen de factores económicos de aquéllas que surgen sólo de aspectos regulatorios y que pueden ser efímeras.

En los casos en que se requieran inversiones importantes para realizar los intercambios internacionales de electricidad o gas, por ejemplo en líneas de transmisión, las rentas de los arbitrajes deben ser mayores a los costos de las interconexiones. En ese caso debe haber un nivel de riesgo razonable para que estas interconexiones se puedan desarrollar por inversores privados. Es por ello que una adecuada y estable regulación relativa entre los países interconectados comienza a ser importante, especialmente en aquellas interconexiones en las que las diferencias de precios marginales no son tan notables.

***Las proyecciones de demanda y fuentes de aprovisionamiento:*** En evaluaciones del sector eléctrico realizadas se observa, a Argentina con una posible crisis de suministro dentro de tres años, que Chile no tiene asegurado su suministro en años secos, y a Brasil en una importante crisis energética. Uruguay deberá poner en servicio sus proyectos de generación térmica para no ser más dependiente eléctricamente de Argentina. Paraguay al ser un exportador neto no tiene problemas de suministro desde el lado de la generación, aunque sí algunas restricciones en transmisión. Bolivia tiene su suministro asegurado debido a la alta disponibilidad de gas.

La situación del suministro en el corto plazo en cada país de la región dependerá de la realización de algunos proyectos que pueden ser puestos en servicio muy rápidamente si el ambiente es propicio para los negocios. Estos dependerán del correcto funcionamiento del mercado y éste sólo funciona si no existen barreras para su libre desenvolvimiento. En mercados competitivos, en general, es posible asociar la falta de suministro a la existencia de imperfecciones regulatorias en la organización del mercado. A nivel regional, estos problemas se ven reflejados como limitaciones al intercambio.

Las magnitudes de los intercambios serán entonces dependientes del ambiente regional y cada intercambio deberá competir con fuentes alternativas de aprovisionamiento. Se produce una competencia gas-electricidad y una competencia entre fuentes de aprovisionamiento de gas que es desplazada desde el punto de equilibrio por problemas de falta de competencia y por asimetrías regulatorias.

***El mercado regional de gas y sus precios:*** La existencia de oligopolios y/o monopolios en la mayoría de los sectores de la cadena de valor implica una oferta de gas rígida con precios no competitivos y seguramente distantes de los costos marginales. La infraestructura de transporte y distribución es, dentro de la región bajo estudio, muy modesta y apenas permite el suministro limitado de las demandas de los países de la región. Los contratos de suministro son, en la actualidad, principalmente de entrega en firme (take or pay) con una limitada flexibilidad. Los mercados “spot” y “secundario” son muy precarios e incipientes en toda la región.

Los precios actuales de gas en los reservorios se encuentran en un equilibrio inestable debido a que no se basan en precios resultantes de un libre mercado, y cualquier modificación en las condiciones de mercado podría crear una tendencia a la caída (y también a mayor volatilidad) o eventualmente una guerra de precios a favor de la captura de mercados.

El precio en boca de pozo en Argentina ha surgido más de las políticas de las empresas formadoras de precio, que de la competencia. Existe consenso en que el precio vigente del gas en boca de pozo, en la principal cuenca del país, está por encima de los costos marginales. El precio del gas en el Gran Buenos Aires parece ubicarse por debajo del de sus sustitutos, aunque no muy próximo al costo del fuel-oil en la industria.

En Brasil, el precio del gas ha sido fijado por el regulador, con un criterio más próximo (aunque difícil de verificar) de permitir a PETROBRAS recuperar sus costos medios con una rentabilidad adecuada. Este proceso incluye el precio del gas en boca de pozo en Bolivia.

Chile es actualmente un tomador del precio del gas natural de Argentina, ya que las exportaciones se basan en el precio de las cuencas de este país. Uruguay es también actualmente un tomador del precio de gas en Argentina. Paraguay fija el precio de la energía en base a la recuperación de costos de la empresa estatal ANDE.

Ante la necesidad que tienen los productores de Argentina de venta de excedentes de gas a Brasil, y con PETROBRAS como fijador monopólico del precio en ese país, es posible prever que Bolivia reducirá sus precios hasta alcanzar sus costos marginales de producción. Se prevé que esos precios en boca de pozo para los productores en Bolivia comiencen a caer a partir del segundo trimestre de 2002, momento en que se espera que inicien sus actividades varios proyectos de las plantas prioritarias del “Programa Emergencial” del mercado eléctrico de Brasil y mantengan una tendencia a la baja en un intento por capturar nuevas demandas que empiecen a aparecer (alineados con los costos de exploración y explotación y una rentabilidad aceptable para los operadores de los yacimientos). Bajo un escenario conservador<sup>ii</sup>, se espera que el precio se mantenga, con fluctuaciones durante el período 2003-2010. En San Pablo el valor será de 2,5 US\$/10<sup>6</sup>BTU

***Los Precios SPOT y el Costo Marginal de Largo Plazo en los mercados eléctricos:*** El precio de la energía en los mercados de la región está definido por el costo marginal de corto plazo del sistema CMCP (el costo de suministrar un MW adicional considerando el sistema existente, es decir considerando los costos operativos y el costo de no suministro) y los mercados llegan a un equilibrio económico cuando dicho costo converge al costo marginal de largo plazo CMLP (el costo de suministrar un MW adicional considerando una ampliación, es decir aquellos asociados a la recuperación de los costos de inversión, más los costos operativos). El CMLP corresponde al precio de la energía que hace rentable los proyectos de generación para inversores privados.

---

<sup>ii</sup> En el estudio se ha definido escenarios futuros que presentan diferentes condiciones de desarrollo de los precios de gas. Uno de esos escenarios, conservador, se denomina “Escenario Emergencial” y prevé el mantenimiento de PETROBRAS como un actor con mucha influencia sobre los mercados regionales.

Los estudios realizados muestran que la alternativa más rentable de generación, en todos los países con disponibilidad de gas, son los ciclos combinados. Estos precios en US\$/MWh para centrales de ciclo combinado con suministro de gas (a los precios indicados anteriormente) pueden ser estimados en: Argentina: 25, Brasil: 36, Bolivia: 20, Chile: 26, y Paraguay y Uruguay: con mercados cuyos precios son intermedios entre Argentina y Brasil.

Los costos de transportar gas entre Argentina y Brasil (en equivalente de costo de producción de energía eléctrica) son de aproximadamente 10 US\$/MWh. El costo de transporte eléctrico varía entre 3,5 y 6 US\$/MWh para los primeros 3000 a 4000 MW y supera esos valores para intercambios superiores, alcanzando costos de 13 a 16 US\$/MWh en un transporte directo Buenos Aires-San Pablo.

Los costos de transportar gas de la zona de Comahue (Argentina) a Buenos Aires son equivalentes a los costos de transporte desde Comahue hasta Chile, por lo cual los costos de generación resultantes son similares en ambos casos. Debido a ello, las interconexiones son convenientes cuando se da valor a otros intercambios (potencia, calidad, seguridad de servicio), especialmente si se considera que se debe recuperar, además, el costo de transmisión eléctrica que es cercano a 8 US\$/MWh.

Los números indicados establecen que la competencia gas/electricidad se da sólo cuando el intercambio eléctrico tiene ventajas diferenciales, tales como distancia, o el empleo de recursos cuyo valor se incrementa en el otro extremo (centrales hidráulicas que pueden despachar a su máxima potencia al tener la interconexión, centrales térmicas que son ineficientes para un sistema térmico pero son eficientes para un sistema hidráulico que las requiere poco tiempo, etc.).

Cabe destacar que para los primeros 2000 MW de interconexión entre Argentina y Brasil se requirieron inversiones reducidas, debido a la proximidad entre los sistemas eléctricos de ambos países. La saturación de los sistemas existentes hace que un incremento del intercambio eléctrico requiera de refuerzos que representan inversiones de mayor magnitud, previéndose para el futuro la necesidad de vincular directamente Buenos Aires con San Pablo.

### ***Posibles Intercambios Energéticos***

*Electricidad:* Entre las nuevas vinculaciones eléctricas desarrolladas en el nuevo ámbito regulatorio, se pueden mencionar los 1000 MW de interconexión Rincón –Itá (Argentina-Brasil) que entró en operación en Mayo de 2000, y que está actualmente en proceso de ampliación a 2000 MW, y la Interconexión Cobos-Norte Grande (Argentina-Chile) (SING)- 345 kV que puede transmitir en el corto plazo 380 MW para el sistema chileno y 270MW para el sistema Argentino producidos por una central de 650 MW en Argentina.

Existen otros proyectos en estado avanzado de desarrollo, que junto una posible nueva generación en la frontera, permitiría extender los intercambios entre Argentina y Brasil a 5000 MW. Para superar este nivel de intercambios es necesario producir modificaciones reglamentarias que faciliten la realización de interconexiones eficientes.

Respecto de Chile para que se justifiquen las interconexiones es necesario resolver temas regulatorios para poder realizar arbitrajes de potencia, de servicios complementarios y calidad.

Uruguay puede realizar una interconexión basada en las diferencias de precios locales entre el sur de Brasil y Uruguay. Este sería un proyecto diseñado por la empresa estatal UTE, dado que un esquema de desarrollo de la actividad privada basado en señales tarifarias requiere un avance regulatorio de Uruguay en normas de mercado.

Paraguay puede ser el receptor de energía de Argentina o Bolivia e inyectar esa energía a través de la central Itaipú, pero para ello debe transparentar el costo de utilizar su sistema como tránsito de dicha energía.

Se realizó una evaluación preliminar de los posibles proyectos de interconexión eléctrica, que contempla el nivel de inversión o peaje requerido, y les asigna una ubicación relativa en una escala que los califica en función de su aporte a la capacidad de intercambio o arbitraje y de la prioridad de ejecución del mismo. La rentabilidad del proyecto dependerá de su capacidad de arbitraje, de los otros costos asociados (las tarifas de transmisión nacionales, los riesgos regulatorios, etc.) y de la posibilidad de poder utilizar la mencionada capacidad en el mercado. La diferencia de precios entre mercados y los costos de transmisión muestran que para alcanzar en forma rentable niveles de interconexión adicionales a los confirmados, es necesario que los inversores puedan capturar adecuadamente cada uno de los servicios con valor económico.

**Gas:** Argentina tiene gasoductos con los que podrá exportar a Chile cerca de  $41 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/día, Bolivia-Brasil  $32 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/día, Argentina-Uruguay  $5 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/día y Argentina-Brasil  $15 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/día.

Las expansiones previstas llevarían a duplicar el gasoducto Bolivia-Brasil o agregar gasoductos equivalentes desde el lado Argentino y, quizás en el mediano plazo, la construcción de la segunda fase del gasoducto Cruz del Sur que une Colonia con Porto Alegre con una capacidad máxima de hasta  $15 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/día.

**Requisitos para una integración más eficiente:** Los antecedentes de estudios similares realizados concluyen en que el comercio regional de energía eléctrica con un fuerte grado de integración no requiere de una completa homogeneidad regulatoria, pero sí de ciertas coincidencias mínimas y de regulaciones comunes para los intercambios internacionales.

Los principales requisitos son: adoptar un método de compra y venta de energía, basado en reglas transparentes y no discriminatorias, eliminar subsidios directos o indirectos a la generación o al precio de la energía, adoptar tarifas de transmisión representativas de los costos de expansión y una metodología de expansión de la transmisión en cada país que considere la generación y demanda del otro país como propia; adoptar un grado razonable de homogeneidad respecto a la desregulación de consumidores, y un reconocimiento de todos los servicios o productos requeridos en el sector eléctrico; convertir las operaciones de comercio internacional en un negocio abierto a empresas públicas y privadas; implementar un despacho de las transacciones internacionales por orden de mérito de precios o costos crecientes y asimilar la exportación a una demanda, y la importación a una generación conectada en la interconexión internacional, creando de este modo, un mercado nacional de fronteras abiertas.

El que los sistemas de fijación de precio de la energía en los mercados spot sean diferentes no es un obstáculo para el comercio internacional, en la medida que se diseñe un adecuado régimen de regulación de los intercambios.

Para la evolución desde la situación actual de intercambios hacia una integración regional resulta necesario cumplir los siguientes requisitos regulatorios.

✓ Electricidad:

- Afirmar las políticas sectoriales que consideren la demanda de otro país con los mismos derechos que la propia, en particular que los generadores de un país puedan firmar contratos de suministro firme con consumidores de otro país, con independencia de las condiciones del suministro en el primero.

- Crear reglas de operación y administración regional de los intercambios, así como un operador regional responsable de la coordinación de los mismos.
- Ampliar y mejorar la regulación sobre transporte regional a fin de: establecer interconexiones internacionales que no estén basadas en derechos físicos, evitar ineficiencias en las señales tarifarias del transporte nacional, definir e incrementar la eficiencia de las señales tarifarias para el uso de oportunidad.
- Organizar las transacciones de compra/venta de energía a través de un mercado de corto plazo, complementario del mercado a término existente, con precios libremente pactados, y establecer reglas que permitan el intercambio de servicios complementarios.

✓ Gas:

- Mitigar las posiciones monopólicas.
- Homogeneizar los marcos regulatorios en los países que ya los tienen e implementarlos en aquellos que aún no los han desarrollado.
- Promover la transparencia de las operaciones comerciales y de los contratos de servicios. Facilitar la creación de mercados secundarios de reventa de capacidad, y mercados spot y secundario de venta de gas, fomentar regulatoriamente la creación de mercados de corto plazo en cada hub regional (San Pablo y Buenos Aires), mejorar los mecanismos de swaps para que los consumidores puedan comprar gas en cualquier punto de la red de transporte de manera eficiente y con costos económicos.

Existen condiciones iniciales que pueden hacer inviables, o de alto costo político la implementación de las propuestas mencionadas. En algunos casos pueden lograrse soluciones alternativas que, si bien no pueden considerarse óptimas, introducen ineficiencias que son tolerables respecto del objetivo principal de lograr la integración energética. Es decir, los beneficios del intercambio serán mayores que el costo de las ineficiencias.

**Beneficios e impacto de la integración:** Un incremento de las interconexiones internacionales en el MERCOSUR dará beneficios que finalmente se traducirán en una mayor eficiencia económica y una mayor seguridad de abastecimiento. Algunos de esos beneficios pueden ser medidos en términos cuantitativos y otros tienen sólo un carácter cualitativo. Entre los primeros pueden mencionarse los 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, que se vierte en años hidrológicos medios o ricos por no tener una demanda capaz de utilizar dichos recursos. Entre los segundos puede mencionarse aquellos que, aunque puedan redundar en un mejor precio, sobre todo se orientan a mejorar la “calidad del mercado”, como podría ser la mayor competencia a que da lugar la apertura de un mercado a nivel regional al incrementarse 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, o si se refieren al impacto sobre empresas y consumidores.

Prácticamente no existen perdedores en la integración, especialmente si se desarrolla en un plazo en el que los efectos de corto plazo ya fueron descontados por el mercado. Los beneficios esperados para los consumidores son muy superiores a los costos de expansión de la transmisión requerida para la exportación debido a:

- La utilización de capacidad firme térmica que hoy no es requerida.
- Incremento de la eficiencia en el uso conjunto de las centrales, por el mejor uso de la energía secundaria de Brasil, evitando o reduciendo eventuales vertimientos.
- Reducción en la necesidad de centrales de reserva para satisfacer la demanda en un año seco.
- Ahorros en reserva por contingencias, así como en incremento de la capacidad de transmisión y la potencia cortada de corta duración.
- Incremento de la competencia en el mercado de corto plazo y en la expansión de la generación.
- Optimizar la calidad de servicio del sistema.

Como ejemplo puede mostrarse la siguiente evaluación:

<b>Beneficios estimados de largo plazo por cada 1000 MW de incremento de las interconexiones de Argentina con Brasil</b>				
<b>Costo</b>	<b>Ahorros en Argentina</b>		<b>Ahorros en Brasil</b>	
70x10 <sup>6</sup> us\$/año.	Capacidad firme térmica hoy no requerida	50x10 <sup>6</sup> us\$/año.(sólo para los primeros 2000 MW)	Transporte de gas alternativo	42x10 <sup>6</sup> us\$/año.
	Reducción del costo marginal de largo plazo por incremento de eficiencia	20x10 <sup>6</sup> us\$/año.		
	Uso de generación firme contratada en Brasil para año seco de Argentina	9,5x10 <sup>6</sup> us\$/año.	Ingreso por venta de energía secundaria	26x10 <sup>6</sup> us\$/año.
	Estabilización del sistema	3x10 <sup>6</sup> us\$/año		
	Reducción de cortes	1x10 <sup>6</sup> us\$/año		

**La factibilidad económica y financiera de los proyectos:** Los proyectos de interconexión pueden ser evaluados desde la óptica del bien común (o beneficio social) que esa obra de infraestructura puede introducir, y del inversor que busca maximizar los resultados financieros y económicos del mismo. Ambos mantienen cierta relación dado que un proyecto que es inconveniente para el bien común puede introducir riesgos de incumplimiento por el efecto de la presión de las partes afectadas. En gas y electricidad es necesario asegurar que los precios de los mercados sean sostenibles (es decir, incentiven la expansión económica del sistema), y surjan del funcionamiento de un mercado realmente competitivo.

La ejecución de nuevos gasoductos de Bolivia o Argentina a Brasil deberá estar relacionada con precios de gas que sean competitivos en el mercado de generación.

Respecto a una interconexión eléctrica, se debe considerar que para asegurar el repago de las inversiones, es necesario verificar que: existan contratos de largo plazo; que exista una eficiencia del proyecto en el largo plazo, y que no exista una afectación a la calidad del sistema eléctrico; la utilización de ventajas regulatorias que podrían desaparecer en el futuro, una afectación al medio ambiente, o un incremento del poder de mercado.

***Propuestas de modificaciones de la regulación de cada país:*** en el informe se detallan las modificaciones regulatorias propuestas en cada país, asociadas a la transmisión eléctrica, al mercado mayorista de electricidad, al mercado y el transporte de gas que permitirán un incremento de las transacciones eficientes.

***Propuestas de ampliación de Acuerdos regionales:*** Es posible avanzar sobre lo acordado en la “Declaración conjunta de los Ministros y Secretarios de Energía del MERCOSUR y Chile, firmado en Buenos Aires el 29 de junio de 2000”. Para evolucionar en los intercambios a la integración regional y capturar la máxima eficiencia regional, así como fortalecer los mercados nacionales es necesario establecer una organización regional. Los acuerdos bilaterales de convergencia (manteniendo una visión nacional del sector) pueden restringir el alcance de las transacciones y, por lo tanto, perder la eficiencia, es decir no lograr el nivel óptimo de transacciones que sería posible alcanzar con una organización regional. La propuesta se puede resumir en la siguiente "Agenda de temas":

***Crear un Mercado Regional,*** basado en transacciones realizadas en un mercado de largo y corto plazo, organizado con un régimen económico de administración de la congestión en caso de que las transacciones pactadas superen la capacidad de los vínculos internacionales, con derechos financieros transables para aquellos que construyen transporte internacional, y con un mercado organizado de servicios complementarios.

***Organizar las funciones de un Operador y de un Administrador regional,*** responsables de administrar el mercado de transacciones entre agentes de los países, asegurar el uso eficiente y no discriminatorio de la capacidad disponible de interconexión internacional, todo esto en forma coordinada con los operadores y administradores de cada país.

***Modificar las regulaciones de cada país:*** Los países deberían trabajar en conjunto para definir las adecuaciones a sus regulaciones, a fin de crear: un sistema de expansión y tarificación del transporte que evite ineficiencias o inequidades en las transacciones internacionales; que prevea el uso no discriminado de las redes de un país por agentes de otros países que deseen realizar transacciones; y la eliminación de las barreras regulatorias existentes en el mercado mayorista.

***Establecer un ámbito de regulación regional:*** Sería conveniente la creación de un Regulador Regional Independiente responsable de mantener actualizadas las reglas del mercado internacional, resolver conflictos entre partes y vigilar el funcionamiento del mercado, si bien puede no ser necesario desde el inicio.

La estrategia sugerida debe dar una dirección al proceso de integración, con un plan organizado y armónico de medidas de ajuste de regulación y política interna del país y del MERCOSUR con los beneficios que provee.

Existen dos estrategias posibles para la eliminación de las barreras a la integración: La creación de un mercado regional o la eliminación de cada barrera de manera individual. La creación de un mercado regional permite una discusión más independiente y centralizada de todos los problemas, y un ataque más profundo de las barreras introducidas en la región. El riesgo que presenta es que un objetivo macro que requiere un largo plazo de ejecución retarde soluciones parciales de algunas barreras existentes.

## SUMARIO

PRESENTACION.....	iii
RESUMEN EJECUTIVO .....	v
CAPITULO I. OBJETIVO Y ALCANCE .....	1
CAPITULO II. LA SITUACIÓN REGIONAL.....	3
1. Consideraciones generales.....	3
2. Las proyecciones de demanda y fuentes de aprovisionamiento .....	4
3. El mercado regional de gas y sus precios .....	7
4. Los precios SPOT y Costo Marginal de Largo Plazo.....	12
5. Posibles interconexiones.....	13
6. Aspectos regulatorios.....	16
CAPITULO III. REQUISITOS PARA UN INCREMENTO DE LA INTEGRACION Y SU EFECTO..	25
A. Requisitos para una integración más eficiente.....	25
B. Beneficios e impacto de la integración .....	26
C. El impacto sobre los precios .....	29
1. Impacto en los precios medios de cada país .....	29
CAPITULO IV. A MODO DE CONCLUSIONES PRELIMINARES.....	41
A. La factibilidad económica y financiera de los proyectos.....	41
B. Los cambios regulatorios en la region para un intercambio óptimo.....	42
1. Electricidad .....	42
C. Análisis de posibles modificaciones regulatorias .....	45
1. Argentina .....	45
2. Brasil.....	48
3. Bolivia.....	50
4. Chile.....	52
5. Uruguay y Paraguay: .....	54
D. Opciones de ampliación de acuerdos regionales .....	54
1. Creación de un Mercado Regional .....	55
2. Organizar las funciones de un Operador y un Administrador Regional.....	55
3. Modificar las regulaciones de cada país .....	55
4. Establecer un ámbito de regulación regional.....	56
E. Consideraciones Finales.....	56

ANEXO A. POSIBLES INTERCAMBIOS ENERGÉTICOS .....	57
A. Electricidad .....	57
B. Gas Natural.....	59
ANEXO B. Mapas.....	61

Los anexos del presente documento podrán encontrarse en la página web del  
Banco Interamericano de Desarrollo  
[www.iadb.org/regions/re123eng.htm](http://www.iadb.org/regions/re123eng.htm)  
(RE1 – Sector Studies).

## CAPITULO I

### I. OBJETIVO Y ALCANCE

El presente informe, fruto de un esfuerzo conjunto entre PRI y RE1, tiene por objetivo evaluar los requerimientos para un incremento de los intercambios energéticos eficientes entre los países que conforman el MERCOSUR (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay). Los vectores de estos intercambios son la electricidad y el gas natural materializados por medio de interconexiones internacionales entre los países.

Se han planteado los siguientes objetivos del estudio:

- Analizar la oferta y la demanda energética nacional y regional del MERCOSUR ampliado mostrando las **potencialidades de comercio eficiente de los recursos energéticos**.
- Revisar de las condiciones de suministro y la evolución de la demanda en la región, tanto en términos regionales como de cada país en forma individual, analizando **los mecanismos que existen para asegurar el suministro**, y en particular cómo el gas natural puede convertirse en el motor de la expansión del sector eléctrico en cada país y en la región.
- **Analizar las reglamentaciones** que se aplican en el área del MERCOSUR para las interconexiones internacionales y realizar una propuesta para crear las condiciones que permitan una mayor integración de los mercados.
- Analizar la posible estrategia de integración de mercados.

En el presente estudio se ha empleado información existente para evaluar el comportamiento de los sistemas nacionales, estando, en consecuencia, las evaluaciones numéricas limitadas a ese alcance.



## CAPITULO II

### II. LA SITUACIÓN REGIONAL

#### 1. Consideraciones generales

Los sectores eléctricos de la región han sufrido procesos de transformación que se iniciaron a fines de la década del 80, llegando consolidados al siglo XXI en la mayor parte de los países del MERCOSUR ampliado con las siguientes características:

- Chile es pionero en la transformación de su sector eléctrico, no sólo a nivel regional, sino también mundial. No obstante la privatización no fue seguida de la creación de un mercado realmente competitivo, por una excesiva concentración inicial de la generación y una difusa separación vertical de la transmisión. La integración eléctrica no se ha dado<sup>i</sup>, en alguna medida influida por la falta de una regulación específica para comercio internacional de energía eléctrica y por que el arbitraje que es posible realizar esta sujeto a riesgo regulatorio. Existe sin embargo una fuerte integración gasífera.
- Argentina inicia el proceso de transformación de los sectores de gas y energía eléctrica en el año 1991. Son los productores de gas quienes necesitan ampliar su mercado para llevar a un nivel económico sus reservas. La instalación de plantas generadoras propias, y posteriormente la exportación a países limítrofes son las formas eficaces utilizadas para incrementar el mercado. Actualmente Argentina se ha convertido en el proveedor de gas natural de Chile, y recientemente se han iniciado exportaciones a Uruguay y Brasil.
- El proceso de reestructuración en Brasil se inicia en el año 1995, y aún continúa la etapa de privatización, junto con un proceso de ajuste de la regulación que no ha terminado todavía. Una parte del abastecimiento de energía de Brasil se volverá, en los próximos años, dependiente del gas de Bolivia y de la energía eléctrica de Argentina.
- Uruguay ha encarado en proceso de transformación de su sector eléctrico modesto, con la intención de permitir cierto grado de competencia en generación, y autorizando a grandes usuarios a contratar su suministro con contratos libremente pactados con generadores.
- Argentina tiene ventajas relativas que hacen probable que se constituya en el abastecedor de energía de Uruguay, ya sea a través del gas, energía eléctrica o ambos.
- Paraguay no ha encarado una transformación de su sector eléctrico.
- Bolivia ha encarado una profunda transformación de su sector energético, habiéndose completado el proceso de privatización, tanto del gas como de la energía eléctrica.

Sus importantes reservas de gas le permitirían exportar del orden de 110 millones de m<sup>3</sup>/día, manteniendo un horizonte de reservas de aproximadamente 15 años. Bolivia se

---

<sup>i</sup> A los efectos prácticos, la central Termoandes que abastece el Norte Grande de Chile desde Argentina, puede considerarse como chilena, ya que no está vinculada al sistema interconectado de Argentina

convertirá en el mediano plazo en el centro gasífero de la región. Los jugadores en Bolivia podrían tomar distintos roles: 1) oferentes de gas boliviano a Brasil, asociados o subcontratados por YPF; 2) importadores de gas natural desde Camisea, Perú, para exportar a Brasil a través del gasoducto Santa Cruz-San Pablo; 3) importadores de gas natural desde Argentina, para vender a Brasil y 4) exportadores de gas natural boliviano a Argentina. Estas oportunidades madurarán, de existir una mayor apertura en el marco regulatorio boliviano.

El proceso de desarrollo de la integración energética de los países que constituyen el MERCOSUR se inicia ya hace más de veinte años, pero a una escala y con objetivos diferentes a los que hoy en día se visualizan como motores de la integración. Al iniciarse los procesos de transformación de los sectores energéticos de la región se introduce una dinámica de mercado que define la ejecución de interconexiones que modifica el proceso de acordarlas entre gobiernos. Los agentes privados, que progresivamente pasan a ser actores de los sectores eléctricos y gas en los países de la región, son los que evalúan las ventajas relativas entre países y concretan las oportunidades de intercambios a gran escala.

Los beneficios de los agentes privados en una integración en el nuevo ámbito de mercado, están relacionados con la posibilidad de “arbitrar”<sup>ii</sup> entre precios significativamente diferentes, propios de cada mercado. Estos, de ser diseñados eficientemente deberían reflejar adecuadamente los costos marginales de corto plazo, y converger al costo marginal de largo plazo, en la medida que se incrementa la integración. La disponibilidad de gas en algunos países, de excedentes hidroeléctricos en otros, y de otras características estructurales complementarias hace que los intercambios produzcan un beneficio social positivo, y deban ser alentados. Las rentas que harán factible la interconexión estarán asociadas al arbitraje de la diferencia de precios reconocidos en la energía, potencia, calidad y servicios complementarios a cada lado del vínculo físico. Para que los precios sean eficientes deben reflejar adecuadamente las ventajas relativas de cada mercado, tales como la disponibilidad de recursos primarios económicamente competitivos así como la escasez o abundancia de generación.

No obstante el desarrollo de las interconexiones que permiten las normas y acuerdos vigentes esta limitado por restricciones regulatorias que dificultan el incremento de los intercambios que requeriría una expansión eficiente. Es por ello que en el presente trabajo se identifican los cambios estructurales que puede introducir la eliminación de las barreras reglamentarias, a fin de facilitar la integración eficiente.

## 2. **Las proyecciones de demanda y fuentes de aprovisionamiento**

La situación en el corto plazo en cada país de la región dependerá de la realización de algunos proyectos que pueden ser puestos en servicio muy rápidamente si el ambiente es propicio para los negocios. En evaluaciones realizadas en cada país por los agentes se manifiesta que en Argentina el suministro puede entrar en crisis en los próximos tres años, que en Brasil la actual crisis energética se debe a una participación del Estado que ha afectado el libre desarrollo del mercado, y que Chile no tiene asegurado su suministro en años secos. Uruguay deberá poner en servicio sus proyectos de generación térmica

---

<sup>ii</sup> El concepto “arbitrar” se usa para indicar la posibilidad de obtener beneficios de la compra / venta de un producto en mercados que manifiestan diferencias estructurales de precios.

para no ser más dependiente eléctricamente de Argentina. Paraguay al ser un exportador neto no tiene problemas de suministro desde el lado de la generación, aunque sí, algunas restricciones en transmisión. La verdadera realidad sectorial depende del correcto funcionamiento del mercado y éste sólo funciona adecuadamente si no existen trabas a su libre desenvolvimiento. En general es posible asociar la falta de suministro a la existencia de imperfecciones reglamentarias en la organización del mercado.

A nivel regional estos problemas se ven reflejados introduciendo limitaciones adicionales al intercambio. Para su análisis es conveniente poder enmarcar los posibles intercambios que se pueden dar en la región. Para ello y dado que la mayor parte de los países del MERCOSUR no cuentan con proyecciones publicadas de la demanda para un horizonte de diez años, o las mismas responden a escenarios no necesariamente compatibles, se optó por la utilización de un procedimiento simplificado que -a partir de un mismo escenario macroeconómico- permite cuantificar el requerimiento total de energía en cada país y determinar cuánto podría ser alternativamente cubierto mediante transferencias de gas y/o de electricidad.

Considerando que las distintas economías de la región evidencian aún debilidades estructurales que las tornan vulnerables frente a la cambiante evolución del mercado internacional, se adoptaron tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) que procuran promediar los previsibles altibajos, configurando un escenario global de crecimiento moderado. Sobre la base de dicho escenario se proyectó el consumo final total de energía y electricidad de cada país. Para proyectar el consumo final de gas natural se adoptaron supuestos de penetración del gas en el consumo energético total proyectado, contemplando la composición de este último, y las políticas prevalecientes. Se estimó luego la generación total de energía eléctrica necesaria para cubrir el consumo final proyectado, por fuente. Dado que en cada país ésta dependerá finalmente del respectivo nivel de importaciones y/o exportaciones de energía eléctrica, se desdobló el cálculo, considerando para los distintos países la mayor o menor generación térmica local a gas natural que resultaría de un escenario en el que se concretaran las exportaciones o importaciones de energía eléctrica contempladas. Finalmente, se seleccionaron las alternativas de exportación e importación consideradas más viables, elaborando una matriz con el requerimiento y aprovisionamiento de energía eléctrica y gas natural resultante por país, al año 2010.

Las alternativas de exportación e importación consideradas en cada país son las siguientes:

- Argentina: Se supone que la única incorporación significativa a la potencia hídrica instalada es la ampliación de la cota de central hidroeléctrica Yacyretá, y que el intercambio de energía eléctrica con Brasil, se realiza a través de cuatro módulos de 1000 MW cuya primera incorporación se produjo en el año 2000 y las restantes se supusieron en los años 2001, 2003 y 2005. A la mencionada exportación se sumaron las exportaciones dirigidas hacia Uruguay –suponiendo que los contratos por 200 MW, ya firmados para el año 2000, mantenían su vigencia, y se expandían hacia el año 2005 y 2010, en un 25 y 30% respectivamente. Entre Argentina y Chile se supone la interconexión Comahue-Ancoa proyectada para el año 2002, y de la línea InterAndes. Las exportaciones netas resultantes agregan aproximadamente 20 TWh a la generación térmica a gas prevista para Argentina en el año 2010 y son de una

capacidad aproximada de 5200MW Brasil-Argentina, 300 MW (Uruguay-Argentina) y 1100 MW (Chile-Argentina).

- Bolivia: A pesar de la existencia de proyectos de diversa magnitud (desde 200 hasta 3000 MW) para la exportación a Brasil de energía eléctrica generada en Bolivia con gas natural, se ha considerado que ninguno de los mismos muestra suficiente grado de madurez, a la fecha del presente estudio, como para incluirlo entre las alternativas probables, dado que son alternativas más caras que el transporte de gas equivalente.
- Brasil: Se supuso que la incorporación de centrales hidroeléctricas, nucleares y térmicas a carbón respondería a las previsiones del “Plano Decenal de Expansão 1999-2008”, más las correspondientes al Plan Emergencial.
- Chile: Para proyectar la generación de energía eléctrica de Chile se consideró los planes de incorporación de potencia de la Comisión Nacional de Energía de ese país.
- Paraguay: El crecimiento previsto para la demanda interna de electricidad de Paraguay, implicaría una reducción de las exportaciones de energía a Brasil.
- Uruguay: Se supuso que los contratos suscriptos en el año 2000 para el abastecimiento de energía eléctrica desde Argentina, sobre 200 MW de potencia, se ampliarían un 25% y 30% para los años 2005 y 2010 respectivamente.
- Las interconexiones previstas, (aquellas que puede ser consideradas viables dentro del marco regulatorio establecido actualmente o con pequeños cambios), producen los siguientes intercambios de energía eléctrica y de gas entre los países de la región.

MERCOSUR: Demanda potencial y fuentes previsibles de aprovisionamiento de energía eléctrica [TWh]– Año 2010

		ABASTECIDOS POR								
REQUERIMIENTOS DE		ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY	URUGUAY	TOTAL		
	ARGENTINA	139.6	0.0	5.5	2.2	6.7	0.0	<b>154.0</b>	17%	
	BOLIVIA	0.0	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>8.0</b>	1%	
	BRASIL	23.0	0.0	586.0	0.0	41.7	0.2	<b>650.8</b>	71%	
	CHILE	2.3	0.0	0.0	77.9	0.0	0.0	<b>80.2</b>	9%	
	PARAGUAY	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	0.0	<b>13.5</b>	1%	
	URUGUAY	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	<b>11.1</b>	1%	
	<b>TOTAL</b>	<b>166.9</b>	<b>8.0</b>	<b>591.5</b>	<b>80.1</b>	<b>61.8</b>	<b>9.3</b>	<b>917.6</b>		
	18%	1%	64%	9%	7%	1%			<b>100%</b>	

MERCOSUR: Demanda potencial y fuentes previsibles de aprovisionamiento de gas natural [ $10^6 \text{ m}^3 \text{ día}$ ] – Año 2010

		ABASTECIDOS POR							TOTAL	
		ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY	URUGUAY	OTRAS FUENTE	DEMANDA	
REQUERIMIENTOS DE	ARGENTINA	147,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	147,6	46%
	BOLIVIA	0,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,6	2%
	BRASIL	28,3	41,0	56,9	0,0	0,0	0,0	2,1	128,2	40%
	CHILE	24,8	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	29,8	9%
	PARAGUAY	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	1%
	URUGUAY	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	1%
	OFERTA TOTAL	204,1	50,2	56,9	5,0	0,0	0,0	2,1	318,3	100%
	64%	16%	18%	2%	0%	0%	1%			

Los intercambios pueden ser incrementados de cambiarse el marco reglamentario en que se han producido dado que:

- Argentina: Dispone de gas y de generación complementaria a la de Chile para duplicar la oferta de energía eléctrica e incrementar la oferta de gas en ese país.
- Brasil: Dispone de energía secundaria excedente y posibilidad de optimización de sus embalses que pueden ser aprovechadas por Argentina.
- Bolivia: Tiene enormes excedentes de gas que permite una mejor competitividad en la expansión de Brasil.
- Chile: Debe optimizar su seguridad de suministro así como el empleo del sistema de transmisión.

La magnitud del incremento de los intercambios dependerá de la eliminación de las barreras reglamentarias y de los costos de transmisión que afecten a cada proyecto.

### 3. El mercado regional de gas y sus precios

La existencia de oligopolios y/o monopolios naturales en la mayoría de los sectores de la cadena de valor implica una oferta de gas rígida dentro del MERCOSUR, sobre todo a nivel de producción. La demanda en el ámbito regional está poco desarrollada, en general salvo en Argentina y Bolivia, con una tendencia creciente, y con la existencia de mercados nacionales hasta ahora desarticulados entre sí. La infraestructura de transporte y distribución es (salvo Argentina), muy modesta y apenas permite un suministro limitado de las demandas de los países de la región. Los contratos de suministro son principalmente de entrega en firme con una limitada flexibilidad. Los mercados “spot” y “secundario” son muy precarios e incipientes en toda la región.

Existen en los países de la región asimetrías en los marcos regulatorios y, sobre todo, diferentes estados en la evolución de éstos.

Los precios actuales de gas en boca de pozo se encuentran en un equilibrio inestable, cualquier modificación en las condiciones de mercado podría crear una tendencia a la caída (y también a mayor volatilidad) o eventualmente una guerra de precios a favor de la captura de mercados. Las exportaciones previstas se concretarán sólo en condiciones de competencia con otras fuentes de gas o de energía eléctrica. A su vez un incremento de las exportaciones argentinas aumentará las exigencias productivas sobre las cuencas. Este fenómeno no será percibido en el caso boliviano dada la alta relación reservas/producción.

En la actualidad, los precios en Argentina, si bien en los contratos de suministro tienen una dependencia con los precios de petróleo, oscilan entre un valor máximo y un valor mínimo con un rango de variabilidad estrecho. El precio se calcula como un *mark up* del precio en la cuenca neuquina hasta Buenos Aires, y luego un *net back* hasta las demás cuencas. El precio en boca de pozo en Neuquén no responde a los costos marginales en el corto, mediano o largo plazo. El precio en boca de pozo ha surgido más de las políticas de las empresas formadoras de precio de las empresas dominantes que de la competencia. Existe consenso que el precio vigente del gas en boca de pozo en la principal cuenca del país está por encima de los costos marginales. El precio de gas en GBA parece ubicarse por debajo de sus sustitutos, aunque no muy por debajo del costo del fuel-oil en la industria.

Históricamente, los precios de gas de Argentina y Bolivia estuvieron relacionados, ya que en Bolivia los mismos eran determinados vía *net back* a través de la deducción al precio en boca de pozo en Argentina de la tarifa de transporte correspondiente. Posteriormente, la desvinculación de los precios entre ambos países tuvo lugar a partir de que Argentina dejó de importar gas de Bolivia en el momento en que entró en vigencia el contrato de compra/venta de gas boliviano firmado entre PETROBRAS y YPF. El hecho que Bolivia está vinculada solamente con Brasil y Argentina se encuentra predominantemente conectada con Chile (a pesar de que existe una conexión entre Brasil y Argentina, la misma no llega aún a los mercados más importantes del Sud y Sudeste brasileño), refuerza la disociación entre los precios de ambos países.

Chile es actualmente un tomador de precio de gas de la Argentina, ya que las exportaciones se basan en el precio de cuenca en Neuquén o el Nor Oeste.

Uruguay es también actualmente un tomador de precio de gas de la Argentina.

Paraguay fija el precio de la energía en base a la recuperación de costos de la empresa estatal ANDE.

Actualmente en Bolivia los contratos<sup>iii</sup> de provisión de gas firmados entre PETROBRAS e YPF fijan el precio de venta de gas a la entrada del gasoducto a un valor creciente, a moneda constante, durante todo el período de su validez (comenzando con un precio base de 0.95 US\$/10<sup>6</sup>BTU en el primer año y culminando en 1.06 US\$/10<sup>6</sup>BTU en el año 20); y un ajuste complementario. La situación que primó cuando se firmó (y posteriormente se ratificó en 1996) el primer contrato de suministro –a esas alturas YPF sólo tenía gas

---

<sup>iii</sup> Hasta Mayo de 2000, existen dos contratos entre los productores bolivianos y la empresa PETROBRAS que es la compradora; un contrato base denominado TCQ por una cantidad básica de hasta 16 Mm<sup>3</sup>/día y otro TCX por el adicional hasta alcanzar la capacidad máxima proyectada del gasoducto de transporte. Los precios base de adquisición de gas en ambos son diferentes (en el TCQ el precio básico es de 0.95 US\$/10<sup>6</sup>BTU y en el TCX es de 1.20 US\$/10<sup>6</sup>BTU) pero la fórmula de ajuste coincide.

para cumplir con el 80% del contrato— no se repetirán en las siguientes negociaciones, ya que la cantidad de gas hoy existente en Bolivia supera las necesidades de mediano plazo de cualquier mercado de la región.

Esta reversión en las condiciones de las reservas ha generado un cambio en la situación de Brasil como comprador. Con la cantidad de reservas de Bolivia, Argentina y eventualmente Perú en un futuro no definido aún, Brasil tiene asegurado el suministro de gas que cualquiera de sus mercados pudiera requerir en el futuro, y adquiere una significativa ventaja competitiva en la negociación de precios y volúmenes. Además el costo marginal de largo plazo de la energía en Brasil tiene un techo dado por las alternativas de generación que compiten con los ciclos combinados a gas, por un lado las plantas a fuel oil, y por el otro las centrales hidroeléctricas. La competencia con la energía hidroeléctrica definirá el volumen de gas requerido, el cual será función de su precio. A mayor precio se consumirá menos gas dado que esa producción será reemplazada por centrales hidroeléctricas más económicas.

En este esquema, los consumos “city-gate” de San Pablo o Río de Janeiro se convertirán en los próximos trazadores de precio (“price maker”), mientras que los productores bolivianos y otros productores de la región adoptarán la posición de tomadores de precios (“price taker”).

PETROBRAS, ha ejercido un poder dominante de mercado en todos los sectores de la cadena del gas en Brasil (como productor en los campos bolivianos, como comprador del gas, como “shipper” en el gasoducto y como socio mayoritario y operador del sistema de transporte, y últimamente como socio en la generación termoeléctrica) que le ha permitido, por el momento, disminuir el impacto del alza de crudo sobre el valor del gas y seguramente en el futuro arbitrar sus propias ganancias a lo largo de la cadena en beneficio de su mercado doméstico. Integrando el gas brasileño (costo boca de pozo más transporte en 2,2 US\$/MBTU) con el gas que compra de Bolivia (3.14 us\$/MBTU) establece un precio cercano a 2,5 US\$/MBTU con el que debe competir los comercializadores de gas independientes.

En Argentina los precios de las demás cuencas se fijan vía *net back* a través del city gate en el Gran Buenos Aires (que se determina sumando al precio del gas en boca de pozo en Neuquén la tarifa de transporte correspondiente). El net back en boca de pozo en Salta (zona cercana a Bolivia) es cercano a 1.1 US\$/MBTU. A partir de este valor a los productores argentinos les es difícil competir en Brasil, excepto en la zona cercana a la frontera, con un costo de 2,5 US\$/MBTU, pero fácilmente lo harían con el costo de 3,14 US\$/MBTU que recibe Bolivia.

El valor del gas en Bolivia en boca de pozo resulta de 1,31 US\$/MBTU partiendo de 3,14 US\$/MBTU en City Gate San Pablo. La ganancia del productor en Bolivia es de 0,42 US\$/MBTU descontados impuestos, regalías, etc., valor que seguramente esta por encima de sus costos marginales de producción.

En consecuencia, con Brasil y PETROBRAS como fijador arbitrario de precios y una necesidad de venta de Argentina a Brasil de excedentes de gas es posible prever que Bolivia reducirá sus precios hasta alcanzar sus costos marginales de producción .

Se prevé que esos precios en boca de pozo para los productores en Bolivia comiencen a caer a partir del segundo trimestre de 2002, momento en que se espera que inicien sus actividades varios proyectos de las plantas prioritarias del “Programa Emergencial” del

MEM de Brasil y mantengan una tendencia a la baja en un intento por capturar nuevas demandas que empiecen a aparecer, hasta alcanzar valores que oscilen en un rango de 0.82 a 0.79 US\$/10<sup>6</sup>BTU a moneda constante del año 2001 (alineados con los costos de exploración y explotación y una rentabilidad aceptable para los operadores de los yacimientos). Estos valores muy probablemente se alcancen hacia el final del segundo semestre de 2003<sup>iv</sup>. Alcanzado este valor, y bajo un escenario más conservador<sup>v</sup>, se espera que el precio se mantenga, con fluctuaciones pero dentro de la banda mencionada durante el período 2003-2010. El valor asociado en San Pablo correspondiente al precio indicado es 2,5 US\$/10<sup>6</sup>BTU.

Por lo tanto, se puede esperar que el aumento de la integración entre los países de la región, y la consecuente commoditización del gas dentro de la misma, en conjunto con los demás factores explicados en los párrafos anteriores, determinarán una caída de los precios en boca de pozo en la región, especialmente Bolivia, de manera que los mismos, en el mediano/largo plazo, tenderán a equipararse con los valores en boca de pozo en Argentina.

Se puede verificar que el precio del gas tiene en casi todos los casos una fuerte influencia en el precio de la energía eléctrica. Por lo tanto un problema en la región es que no existe suficiente competencia como para que el precio del gas tienda a ubicarse en los costos marginales, nivel que se obtendría en condiciones de competencia perfecta, y para el cual se lograría máxima eficiencia económica. Sólo la competencia, quizás en un futuro no muy lejano con el Gas Natural Licuado, puede llevar a la formación de precios en forma más competitiva. No parecen posibles cambios en el mediano plazo en la estructura de propiedad del gas que permita introducir más competencia en el sector de producción de gas.

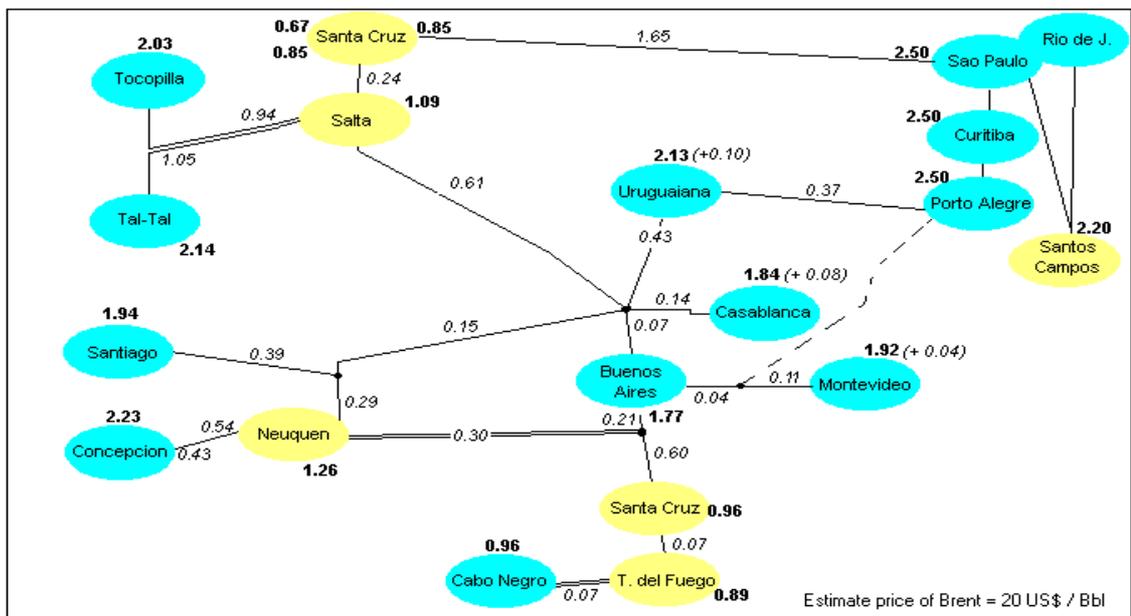
En el siguiente gráfico se presenta un cuadro de los precios previstos en el largo plazo en la región y su interrelación:

---

<sup>iv</sup> En ese momento se espera un importante incremento de oferta de LNG en la cuenca Atlántica y una estabilización de los precios de crudo.

<sup>v</sup> Se ha definido escenarios futuros que presentan diferentes condiciones de desarrollo de los precios de gas. Uno de esos escenarios, conservador, se denomina “Escenario Emergencial” y prevé el mantenimiento de PETROBRAS como un actor con mucha influencia sobre los mercados regionales.

D) Year 2005



#### 4. **Los precios SPOT y Costo Marginal de Largo Plazo**

El precio de la energía en los mercados de la región se definen por el costo marginal de corto plazo (CMCP), siendo éste el costo que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de energía. Los mercados eléctricos cuyo precio se establece de ese modo llegan a un equilibrio económico cuando, en valores promedio, el CMCP converge al denominado Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP) del sistema. El CMLP es el precio al cual se debe remunerar la producción de una nueva planta para que la misma resulte rentable y por lo tanto económicamente viable. El CMCP tiende a reflejar los costos variables y las rentas de escasez y el CMLP refleja los costos variables y de capital asociados a la instalación de nuevas unidades adaptadas al mercado. Se determina realizando una evaluación económica de rentabilidad de distintos tipos de nuevos proyectos de generación, seleccionando aquél que resulta más económico para atender el crecimiento de la demanda con un nivel de calidad adecuado.

Se realizó la evaluación del CMLP en los países del MERCOSUR ampliado. Se verificó que la instalación de ciclos combinados de última generación usando gas como combustible es la expansión más conveniente. Para esta evaluación se supuso que los inversores consideran razonable una tasa de retorno de las inversiones para la región de 16% sobre el equity. A partir de este dato, y con las hipótesis sobre el financiamiento, se estimó la tasa de retorno del proyecto con la metodología WACC (Weighted Average Capital Cost). Se emplearon los valores de gas descriptos en el punto anterior. Se evaluó el flujo de caja del proyecto de construcción de un ciclo combinado en los centros de carga de cada país, teniendo en cuenta costos de inversión, de operación y mantenimiento, de insumos, impuestos, etc., así como los ingresos operativos del mismo por venta de su producción al mercado obteniéndose los siguientes valores:

<b>País</b>	<b>CMLP (US\$/MWh)</b>
Argentina	25,07
Brasil	36,00
Bolivia	20,64
Chile	25,95

Es decir que, con el factor de utilización y precios de gas establecidos, los mercados de la región estarán en equilibrio cuando el precio sea el indicado anteriormente. Brasil tiene un costo marginal 10 US\$/Mwh (asociada a los costos de transporte de gas) superior al resto de la región lo que justifica la realización de interconexiones siempre y cuando el costo de transmisión no supere el valor indicado.

El costo de la transmisión para interconectar los diferentes países es:

<b>Transporte de energía eléctrica</b>			
<b>Áreas a interconectar</b>	<b>Longitud entre áreas (Km)</b>	<b>Potencia en MW</b>	<b>Costo Monómico (US\$/MWH)</b>
BR Río Grande do Sul—AR NEA	500 Km	1500	4-6

Itaipú—NEA	500	1500	3,5 a 4
Bs As-- San Pablo	2300	S/Limite	13-16
AR Comahue--Ch Ancoa	600	500	8

La decisión entre transportar gas natural o electricidad (“gas por cable”) es la resultante del análisis de las condiciones económicas y regulatorias. En general, el transporte eléctrico y el de gas natural compiten por la transferencia de energía en función del precio y de sus servicios. Su diversa característica los hace complementarios en algunos casos y competitivos en otros. En el caso de Argentina y Brasil se debe tener en cuenta que inicialmente los sistemas eléctricos están más próximos que las zonas con disponibilidad o demanda gas. Por ejemplo la interconexión Yacyretá-Ita requirió de 500 km de líneas de transmisión, mientras que el gasoducto Paraná-Uruguayana-Porto Alegre requiere 1200 km. La diferencia de frecuencia entre Brasil (60 Hz) y el resto de los países del MERCOSUR Ampliado (50 Hz) crea un costo adicional de 5 US\$/Mwh muy importante para las interconexiones eléctricas.

El costo de los gasoductos, tal como se ve de la tabla siguiente, es menor que el costo del transporte eléctrico:

Transporte de gas				
Nodos	Capacidad (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día)	Longitud (KM)	Costo del transporte	
			US\$/MBTU	Equiv. US\$/Mwh
Ar.Neuquén- Ch.Santiago	9	537	0.68	4,83
Ar.Buenos Aires- Ch.Santiago	9-12	1120	0.61	4,33
Ar.NEA-Ch.Norte Grande	8	1044	0.94-1.05	6,67
Ar.Buenos Aires-Br.Porto Alegre	15	1065	0.87	6,18
Ar.Buenos Aires- Br.Sao Paulo	11	3200	0.97	6,89
Bo.Santa Cruz- Br.Porto Alegre	30	3880	1.70	12,07
Bo.Santa Cruz- Br.Sao Paulo	30	3150	1.65	11,72
Bo.Santa Cruz-Ch.Norte Grande	8	570	1.18-1.29	8,38
Ar.Buenos Aires- Ur.Montevideo	2.5	215	0.15	1,07
Ar.Buenos Aires-Ur.Uruguaiana	9	480	0.5	1,07

Estos números indican que la competencia gas electricidad se da sólo cuando el intercambio eléctrico tiene ventajas diferenciales, tales como la distancia inicial.

## 5. Posibles interconexiones

### *Interconexiones de energía eléctrica*

Es posible realizar una evaluación económica simplificada de los principales proyectos proyectados, donde se puede hacer una evaluación más detallada de los costos de transmisión. En la planilla siguiente se ve que las alternativas que parecen factibles tienen un costo de transmisión que oscila entre 4 y 15 US\$/Mwh.

Dado el carácter simplificado de esta evaluación, existe un margen de error que podría cambiar el orden de conveniencia de los proyectos. La rentabilidad de un negocio de interconexión depende de la energía, la potencia, 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 varían entre 172 a 550 US\$/M y que si se lograra transferir potencia no utilizable en un país, hasta otro que la requiere, se podrían alcanzar beneficios equivalentes a 700 US\$/M.

Luego en esta evaluación es posible establecer indicadores de cada proyecto que permitan conocer cuales son sus fortalezas respecto a:

- El costo de la interconexión.
- Su capacidad de captura de las rentas de arbitraje entre extremos.

Esos indicadores deben ser asociados además a la prioridad de ejecución que dependerá de la secuencia de construcción debida a la saturación de la capacidad disponible de transmisión en algunos tramos de los sistemas nacionales y del mayor o menor grado de restricciones que tiene las diferentes trazas.

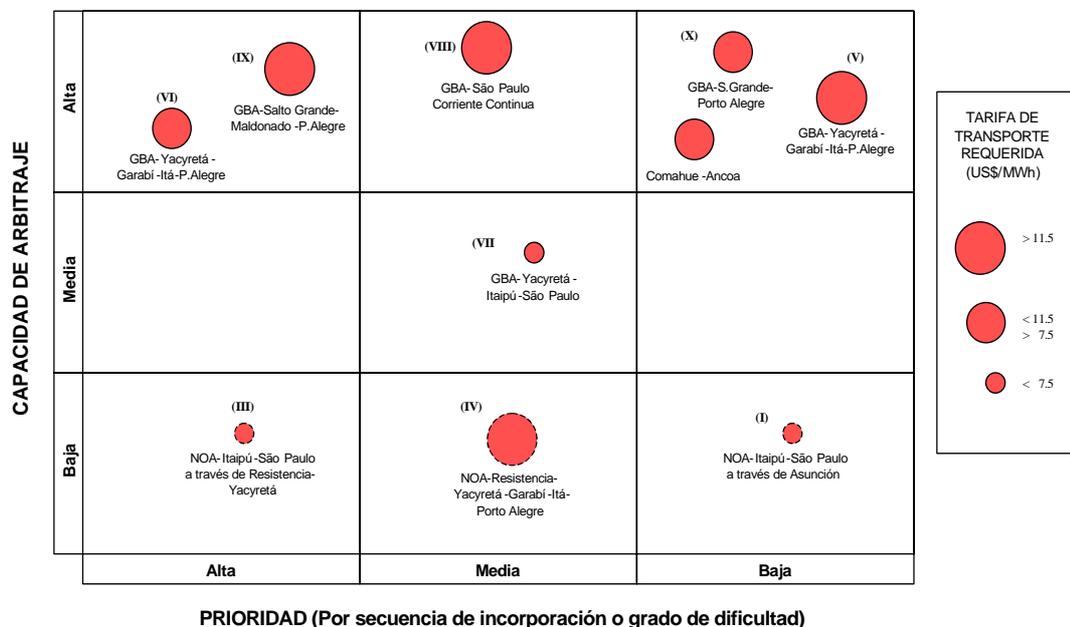
Los proyectos con más alta prioridad y mayor aporte a la capacidad de arbitraje son los aquellos que vinculan Ar-Comahue/Ch-Ancoa, Ar-Salto Grande/Br-Porto Alegre (según la tabla anterior el número VI) conectando el Gran Buenos Aires con el sur de Brasil o el que conectan Salto Grande y Porto Alegre por Uruguay (IX). En últimos dos casos la conexión entre los centros de cargas principales maximiza el arbitraje.

Los proyectos que parten desde el NOA Argentino ofrecen un escaso aporte a la capacidad de arbitraje pero son más económicos en cuanto a inversión (tal como el propuesto por GENER en Argentina). Es posible conectarse directamente a Brasil (III de más fácil acceso) o vía Asunción (I) economizando costos de transmisión y permitiendo a Paraguay una economía en sus ampliaciones de transmisión. A éste último se le ha asignado un bajo nivel de prioridad en función de las restricciones técnicas de estabilidad y las dificultades asociadas al ingreso a Paraguay.

Una línea directa que vinculase el Gran Buenos Aires con el sudeste de Brasil- São Paulo (VIII) requeriría una alta inversión aunque tendría una muy alta capacidad de arbitraje al conectar el sudeste de Brasil con el centro de carga de Argentina, sobre todo si se desarrollara en corriente continua. Es probable que se desarrollen primero los proyectos que aprovechen al máximo la capacidad de transmisión disponible.

La alternativa GBA/Yacyretá/Garabí/Itaipú/São Paulo utilizando la capacidad remanente del corredor e Itaipú tiene limitaciones debido a los riesgos de utilizar capacidad remanente del corredor Itaipú cuya disponibilidad es incierta y su capacidad reducida.

En el gráfico siguiente se distribuyen los proyectos de interconexión eléctrica de acuerdo a los indicadores establecidos que contempla el nivel de inversión asociado a cada uno o peaje requerido (representado a través del tamaño del círculo), y le asigna una ubicación relativa en una escala que los califica en función de su aporte a la capacidad de arbitraje (medido en el eje vertical), y de su prioridad de ejecución (medida en el eje horizontal). El Gráfico siguiente los muestra de forma esquemática.



### Interconexión con gasoductos

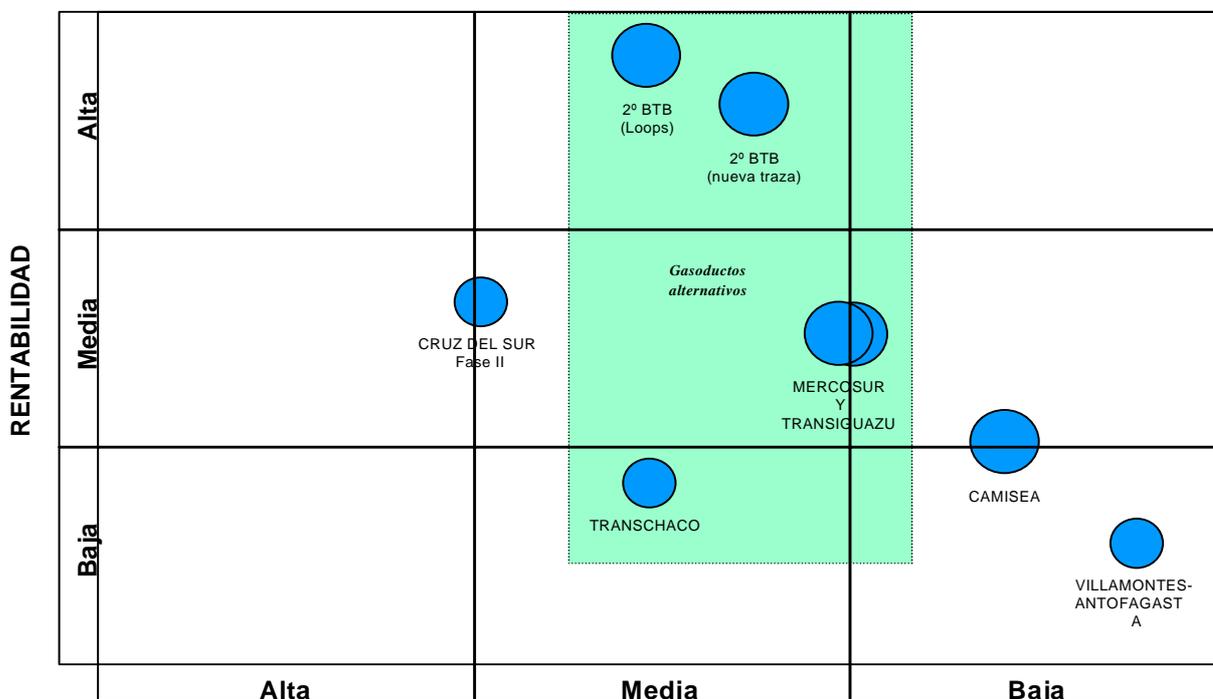
En el gráfico siguiente se muestra en forma esquemática una evaluación preliminar de los gasoductos proyectados, que contempla el nivel de inversión asociado a cada uno (representado a través del tamaño del círculo) y les asigna ubicación relativa en una escala que los califica en función de su respectiva rentabilidad y prioridad de ejecución, basándose para determinar ésta última en el grado de avance de los proyectos y/o su secuencia de incorporación.

En este caso la rentabilidad del proyecto es más directa dado que no existe el efecto de la complementariedad del sector eléctrico. De todos modos existen factores de mercado que pueden darle una diferente prioridad a los proyectos, así como la posibilidad de abastecer plantas industriales.

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 suscripto contratos de transporte firme.

Dentro del rango medio de probabilidades de que efectivamente se desarrollen (vinculados a su rentabilidad) se encuentra un grupo de gasoductos de altos requerimientos de inversión y con interesantes posibilidades comerciales: el 2º BTB (en sus dos versiones, con una nueva traza y como una ampliación del ducto recientemente inaugurado), el Transguazú y el Transchaco. En cierta forma, ellos son mutuamente excluyentes, pues sus trazas se superponen y apuntan hacia el mismo

mercado final. Un caso especial es el del gasoducto Transchaco cuya traza se superpone a la primera etapa del 2º BTB (nueva traza) pero que podría desarrollarse como una primera fase del mismo, de forma similar a lo previsto para los dos tramos del gasoducto Cruz del Sur.



**PRIORIDAD (Por grado de avance o secuencia de incorporación)**

Finalmente, con muy baja probabilidad de desarrollo está el gasoducto Villamontes-Antofagasta (desde Bolivia hacia Chile) y el proyecto Camisea. En el primer caso, 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. En el caso de Camisea, las perspectivas son aún bastante inciertas. A pesar de que la licitación para la explotación ha sido recientemente otorgada, no se ha avanzado aún en la consolidación de la infraestructura que permita desarrollar el plan de mercado previsto. Además, teniendo en cuenta la gran distancia que separa a esta cuenca de los potenciales mercados (los que estarían en condiciones de absorber los volúmenes de gas que viabilizan económicamente el proyecto) y la estimación de los costos de transporte correspondientes, los precios de gas descontados en boca de pozo (“net-bak price”) resultarían bajos con relación a los costos de explotación del yacimiento.

## 6. Aspectos regulatorios

### *Antecedentes regionales*

La organización del MERCOSUR, prevista en el Tratado de Asunción, se fundamentó en una concepción pragmática evitando crear órganos comunitarios en el período de transición, Un antecedente, en materia de acuerdos de integración energética en MERCOSUR, lo constituye la **Declaración conjunta de los Ministros y Secretarios de Energía del MERCOSUR y Chile, firmado en Buenos Aires el 29 de junio de 2000** donde acordaron entre otras cosas:

- Manifestar el consenso con relación a los objetivos de: (a) complementación de los recursos energéticos en la región; (b) optimización de la seguridad de abastecimiento a los usuarios; y (c) desarrollo de mercados competitivos en condiciones de tratamiento no discriminatorio y con prácticas compatibles con los principios del desarrollo sustentable.
- Completar a la brevedad los análisis técnicos sobre asimetrías específicas planteadas por las distintas delegaciones.
- Priorizar la armonización de los reglamentos técnicos en materia de transporte de energéticos e interconexiones.
- Elaborar mecanismos que permitan el desarrollo de mercados mayoristas regionales abiertos y competitivos de energéticos. Para ello resuelven priorizar el análisis de normas y acuerdos que permitan un activo intercambio, particularmente en los mercados spot o de corto plazo, tanto para combustibles líquidos, como para gas natural y energía eléctrica.

Los aspectos regulatorios de cada país que se entiende dificultan la integración son los siguientes:

### *Electricidad*

#### a) **Transmisión**

##### ARGENTINA

- El requerimiento de un contrato de exportación o importación que demuestre que para condiciones de media no existen restricciones de transporte que impidan la entrega física de la potencia máxima comprometida en el nodo frontera. Un manejo económico de la congestión sería más eficiente y no actuaría como una barrera para la integración.
- La falta de incentivos de expandir el sistema de transmisión asociado a intercambios de oportunidad es otro condicionante para una expansión tendiente a la integración.
- El desarrollo del Plan Federal de Transporte agrega incertidumbre sobre el esquema de ampliaciones y los cargos de transmisión asociados que puede ser crítica en el incremento de las expansiones.
- Las interconexiones internacionales se realizan asignando derechos físicos a los agentes que asumen el costo de las mismas. Si bien estos derechos se deben ceder en forma automática en caso de no ser usados, se debe pagar un peaje regulado, en vez del costo de oportunidad. Por lo tanto esa cesión no responde a criterios económicos, y muchas transacciones posibles podrían no realizarse por este motivo.
- No está definido el concepto de peaje por tránsito (es decir un país permite el uso de sus redes por terceros países para realizar transacciones entre ellos) y debe ser estimado a partir de las reglas existentes. Este punto puede ser crítico dado la eminente interconexión del Norte Chileno.
- No están definidos los cargos de transmisión por el uso de oportunidad de la red nacional de transmisión. Sería recomendable que sean nulos, para no introducir ineficiencias económicas.

## BRASIL

- La tarifa de transmisión nodal aplicable al sistema nacional no representa adecuadamente los costos en cada ubicación, debido a que parte de esta está estampillada, y que se distribuye 50/50% entre generación y demanda. Es decir existen criterios no económicos para fijar el peaje que introducen distorsiones en las señales que inducen a realizar transacciones internacionales. Este problema afecta por igual a los flujos internos.
- Los coeficientes que asignan la participación de los generadores o la demanda en los cargos de transmisión y la “eficiencia” de la transmisión podrán ser modificados en el futuro, introduciendo incertidumbre a las transacciones internacionales, las cuales requieren de inversiones importantes, que deben recuperarse en el largo plazo.
- Las interconexiones internacionales definidas como activos de conexión y uso exclusivo se realizan asignando derechos físicos a los que asumen el costo de las mismas. En la medida que estos derechos no deban cederse en forma automática en casos de no ser usados, introducen fuertes ineficiencias.
- Esta definido el libre acceso a la interconexión pero no se han desarrollado las normas que establecen el costo del peaje de oportunidad, ni cómo este se autoriza sería convenientes que este tipo de transacciones no deban pagar peaje.

## BOLIVIA

- Dada la magnitud relativa del mercado boliviano respecto al brasileño difícilmente se instalen estaciones conversoras para permitir la conexión plena de los sistemas eléctricos. No obstante abstrayéndose de este hecho, caben los siguientes comentarios.
- La Transmisión Internacional Dedicada no opera bajo la modalidad de acceso abierto y sus precios no están sujetos a la autoridad regulatoria de ninguno de los países vinculados. Esta situación afecta el principio del libre acceso, y en consecuencia desalienta operaciones internacionales que pudiesen hacer un uso marginal de interconexiones.
- Los cargos de transmisión para transacciones de oportunidad de exportación de electricidad desde los Sistemas Nacionales de Electricidad se determinan como si fuese una demanda correspondiente a un Consumidor No Regulado.
- Ante restricciones físicas se da prioridad al Mercado Nacional de Electricidad.

## CHILE

- La necesidad de negociación de peajes con el agente transmisor y la eventual necesidad de arbitraje es una metodología que no es lo suficiente transparente, e introduce un costo incierto a las transacciones internacionales, así como fuertes ineficiencias.
- Los cargos de transmisión son en función de la potencia firme o máximo requerimiento lo que facilitaría el uso para transacciones spot. Sin embargo los derechos y cargos en función del uso spot y del uso por contratos

pueden ser modificados en las discusiones existentes y en la nueva ley. Esta situación introduce incertidumbre que desalienta las transacciones.

- La falta de reglamentos sobre el nivel de uso del sistema existente es crítico, sobre todo si se pretende su maximización en condiciones de emergencia.

b) **Mercado Mayorista**

**ARGENTINA**

- La energía spot importada en un nodo frontera es remunerada al precio ofertado (pay as bid) lo cual crea un tratamiento discriminatorio respecto a las transacciones dentro del país.
- Las ofertas de importación deben ser realizadas una semana antes de la fecha en que los Generadores térmicos del MEM realizan su declaración de Costo Variable de Producción. Esto ocasiona que muchas transacciones que surgen en plazos mas cortos no puedan realizarse.
- Los Procedimientos (documentos que regulan la operación y administración del mercado mayorista) no prevén las transacciones de servicios complementarios entre países, tales como alivio de carga regulación de frecuencia, etc. que pueden ser convenientes para el pago de alguna de las interconexiones.
- La diferencia de calidad en las interconexiones no puede ser transaccionada.
- La metodología de traspaso de precio mayorista a los consumidores finales (el pass through admitido es sólo del precio estacional) desincentiva a los distribuidores a realizar contratos de largo plazo.

**BRASIL**

- La demanda de energía comercializada para el suministro de los consumidores finales, debe estar asegurada, por contratos, como mínimo en un 85%. Esta característica y la existencia de los contratos iniciales hace que sea más dificultoso la obtención de contratos asociados a nueva generación.
- Se creó un Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), que trata de asegurar la instalación de 11000 a 12000 MW de expansión de la capacidad de generación. El gobierno designó a PETROBRAS para inducir las inversiones necesarias. Este proceso transitorio es una barrera para la integración, dado que la forma en que fija el precio del gas no resulta de la acción de un mercado competitivo sino de un subsidio entre el gas local e importado. En cambio contratos provenientes de interconexiones deben resultar de precios de mercado.

- El pago de capacidad en el mercado está en discusión La falta de definición es un elemento que introduce riesgo a las interconexiones.
- No está bien definido como se autorizan transacciones de oportunidad para vender energía de oportunidad a Argentina.
- No está prevista la transacción de las diferencias de calidad en las interconexiones.

#### BOLIVIA

- En el caso de una operación en presencia de contingencias o emergencias debidamente justificadas, el Comité Nacional de Despacho acordará una operación transitoria distinta Esta norma no garantiza que el responsable de la interconexión reciba los beneficios de la transferencia de energía.

#### CHILE

- La falta de aprobación de la regulación de exportación e importación es un elemento que dificulta la realización de interconexiones. Al existir interpretaciones diversas sobre la metodología de pago del transporte firme y de oportunidad se crean también barreras, ya que se introduce un riesgo importante en el costo de un servicio que es imprescindible para el comercio internacional.
- El pago de capacidad en el mercado está en discusión se muestra en los Acuerdos EX-1.1-2001 del CDEC donde establece que se analizará la divergencia referida a los Cálculos de Potencia Firme de los años 1996, 1997 y 1998, preparados por la Dirección de Operación del CDEC-SIC, y que su presentación al Comité de Expertos fuera acordada por el Directorio del CDEC-SIC el día 4 de enero de 2001. En él se está discutiendo la forma en que se pagará la potencia. Un cambio de metodología puede ser crítico si ya que algunas transacciones pueden originarse en un arbitraje entre los ingresos de una central en distintos mercados, por diferencias metodológicas en los pagos por potencia. En particular este arbitraje puede ser beneficioso para los agentes si da valor a centrales que no son necesarias o requeridas en un país, pero que pueden aportar servicios requeridos en otro. Las diferencias de calidad en las interconexiones no pueden ser transaccionadas. Falta la definición de un régimen de transacción de los servicios complementarios, lo cual agregaría valor a la primer interconexión Argentina Chilena.

#### URUGUAY

La falta de competencia en el mercado, con una empresa monopólica en el mismo, con tarifas de transmisión que deben ser negociadas hace más dificultosa la realización de interconexiones internacionales basadas en la iniciativa privada. Del mismo modo se restringe un eventual uso de Uruguay como país de tránsito.

#### PARAGUAY

- La falta de competencia en el mercado, con una empresa monopólica, y con tarifas de transmisión que deben ser negociadas hace más dificultoso la realización de interconexiones internacionales basadas en la iniciativa privada. Del mismo modo se restringe un eventual uso de Paraguay como

país de tránsito. La falta de un acuerdo más flexible en Itaipú y en Yacyretá son trabas adicionales al incremento del intercambio.

En resumen las restricciones a la integración debidas a restricciones del sector eléctrico pueden resumirse en el siguiente gráfico.

IMPORTANCIA DE LAS RESTRICCIONES A LA INTEGRACIÓN

Alta				3 4	2	2	1-Reglas de transmisión nacional 2-Falta de reglamentaciones que establezcan reglas de juego independientes 3-Barreras al ingreso del mercado 4-Falta de reglamentaciones dirigidas a servicios complementarios, calidad y permitir transferencias spot
Media	1		1	1			
Baja	4		4				
	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY	URUGUAY	

**PAISES**

c) **Gas natural**

**ARGENTINA**

En Argentina, la ley permite la libre importación, mientras que las exportaciones están sujetas a un mecanismo de autorización automática, luego de que se verifiquen ciertas condiciones. Dicha autorización, como ya fue explicado está gobernada por la Resolución N 133 (2001), estableciendo principios de transparencia y no-discriminación.

La no existencia de un mercado spot activo, la falta de un mercado secundario tanto para la energía como para la capacidad de transporte no utilizada, restan flexibilidad y liquidez al mercado, y esta característica influye también sobre la dinámica de las transacciones internacionales.

Las operaciones de swaps, que dan fluidez y eficiencia al mercado resultan muy onerosas.

En Brasil, la petrolera estatal PETROBRAS posee una posición prácticamente monopólica en el mercado de importaciones y en la producción local, lo que crea barreras al comercio internacional. Además, aunque la distribución de gas es un monopolio regional, PETROBRAS sigue siendo el principal operador de las distribuidoras, en la mayoría de los estados.

La negociación del suministro de gas para las nuevas centrales emergenciales se realiza en un marco de fuerte participación estatal que induce un precio regulado en una punta de la cadena (gas en city gate por PETROBRAS) y por las fuerzas de mercado en el otro (la distribución

eléctrica). Esto genera incertidumbre y alto riesgo para los agentes de la cadena de valor del negocio. El precio del gas para este plan resulta de promediar los costos de las importaciones con los del gas producido localmente. Si bien técnicamente no podría denominarse subsidio a este criterio, dista mucho tratarse de un criterio de mercado, en el cual el precio se aproximaría al costo marginal. Esta diferencia entre el precio regulado y el costo marginal disminuye artificialmente la competitividad del gas o la energía eléctrica importada.

La falta de estructuras de transporte y almacenamiento adecuado hace que se incentive a que las centrales que utilizan este combustible \sean despachadas aunque se esté vertiendo agua en las centrales hidroeléctricas.

## BOLIVIA

En Bolivia, el principal abastecedor potencial de la región, está permitida la libre exportación de gas natural después de que venzan los contratos de Repsol-YPF y PETROBRAS, o cuando los volúmenes a ser exportados excedan los volúmenes contemplados bajo dichos contratos.

Si bien está permitida la libre exportación, la existencia de los acuerdos consorciales que dan prioridad al gas proveniente de campos de PETROBRAS y Repsol-YPF, limita la participación de otros actores.

El transporte interno en Bolivia está controlado por una sola empresa y se arbitran los precios de transporte para el consumo doméstico y la exportación sin un criterio proporcionado.

## CHILE

En Chile no hay otras regulaciones en esta materia que los acuerdos complementarios firmados con la República de Argentina.

Este país, actualmente el principal importador de gas natural argentino, ha mostrado estar abierto a las autorizaciones para la importación de gas natural por parte del Ministerio de Economía, Promoción y Reconstrucción. No hay otras regulaciones en esta materia que los acuerdos complementarios firmados con la República de Argentina.

El sector tiene pocas restricciones regulatorias a la integración, pero su escaso desarrollo y el bajo nivel de competitividad reducen la flexibilidad y afecta la eficiencia del conjunto del sector. La infraestructura actual de interconexión de gas resulta insuficiente para alcanzar un efectivo mercado único.

Los marcos regulatorios no se oponen en la letra a los intercambios regionales pero permiten la existencia de empresas con posición dominante en el mercado que desalientan la entrada de nuevos actores y el desarrollo de proyectos que introducirían más competencia.

Las asimetrías identificadas (uso de transporte, peajes, expansión) no están justificadas por las diferencias naturales de los sectores de cada país e que introducen ineficiencias y actúan como barreras para la integración.

En el siguiente gráfico se esquematizan las restricciones existentes a la integración regional gasífera. Dicho esquema clasifica las restricciones en

cuatro grupos distintos y les asigna ubicación relativa en una escala en función de la importancia que tienen para restringir la integración.

IMPORTANCIA DE LAS RESTRICCIONES A LA INTEGRACIÓN

Alta			1		2	2
Media	1 3	1	3		3	
Baja		4	4	4		
	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	CHILE	PARAGUAY	URUGUAY

PAISES

- 1-Las posiciones monopólicas de algunos participantes
- 2-Falta de reglamentaciones que establezcan reglas de juego independientes
- 3-Barreras al ingreso del mercado
- 4-Falta de reglamentaciones dirigidas al uso de oportunidad



## CAPITULO III

### III. REQUISITOS PARA UN INCREMENTO DE LA INTEGRACION Y SU EFECTO

#### A. Requisitos para una integración más eficiente

Los antecedentes de estudios similares realizados<sup>i</sup> concluyen que el comercio regional energía eléctrica con un fuerte grado de integración no requiere de una completa homogeneidad regulatoria, pero sí de ciertas coincidencias mínimas, más regulaciones comunes para los intercambios internacionales.

Los principales requisitos son:

- Si los países mantienen una participación estatal importante en la industria eléctrica deben adoptar un método de compra y venta de energía basado en principios económicos de mínimo costo o máximo beneficio, y en reglas transparentes y no discriminatorias.
- Eliminar subsidios directos o indirectos a la generación o al precio de la energía.
- Se debe tender a una regulación de la transmisión con tarifas representativas de los costos de expansión y una metodología de expansión en cada país que considere la generación y demanda del otro país como propia.
- Se debe tender a un grado razonable de homogeneidad respecto a la desregulación de consumidores (retail access).
- Se debe tender a un reconocimiento de todos los servicios o productos requeridos en el sector eléctrico, tales como servicios complementarios, calidad, capacidad a disposición para emergencias o condiciones extremas ( año seco, pico, etc.).
- Convertir las operaciones de comercio internacional en un negocio abierto a empresas públicas y privadas;
- Permitir contratos de exportación e importación de energía eléctrica, dentro de un marco transparente y no discriminatorio de reglas para el uso y pago de la red y para la administración de los contratos. Asegurar el cumplimiento de los contratos, aun en condiciones de desabastecimiento en el país exportador.
- Implementar un despacho de las transacciones internacional por orden de mérito de precios o costos crecientes.
- Asimilar la exportación a una demanda conectada en la interconexión internacional, y la importación a una generación conectada en la interconexión internacional, creando de este modo un Mercado nacional de fronteras abiertas.
- El hecho de que los sistemas de fijación de precio de la energía en los mercados spot sean diferentes, no es un obstáculo para el comercio internacional, en la medida que se diseñe un régimen de regulación de los intercambios adecuado.

---

<sup>i</sup> Ver por ejemplo los estudios sobre el proyecto SIEPAC en Centro-América.

## **B. Beneficios e impacto de la integración**

Un incremento de las interconexiones internacionales en el MERCOSUR dará beneficios que finalmente se expresarán en una mayor eficiencia económica y una mayor seguridad de abastecimiento. Algunos de esos beneficios pueden ser medidos en términos cuantitativos y otros que tienen un carácter cualitativo. Entre los primeros pueden mencionarse los 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, que se vierte en años hidrológicos medios o ricos por no tener una demanda capaz de utilizar dichos recursos. Entre los segundos puede mencionarse aquellos, que, aunque redundan en un mejor precio, sobre todo se orientan a la mejora de la “calidad del mercado”, como ser la mayor competencia que resulta de 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 que si se refieren al impacto sobre empresas y consumidores.

La existencia del comercio regional de energía permite además optimizar el uso de la infraestructura ociosa tal como generación térmica que hoy no se utiliza, principalmente en Argentina, y que podría ser fundamental en Brasil para aportar energía firme en años hidrológicos secos como el actual (2001). También será mejor aprovechable la potencia hidroeléctrica excedente en Brasil.

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

- a. Mercado Regional sin intercambios.
- b. Mercado Regional con intercambios entre BR-AR a-5000MW, CH AR 500 MW, UR- BR 500 MW.
- c. Mercado Regional integrado BR-AR hasta 10000MW CH-AR hasta 2000 MW BR-UR hasta 1000MW.
- d. Mercado Regional totalmente integrado superando los últimos valores de intercambio.

Dado que el mercado con intercambio con los niveles de interconexión indicado en “b” es el que se puede alcanzar con la regulación existente se centrará el análisis sobre el efecto que puede introducir el alcanzar el nivel C que es aquel donde BR\_AR alcanzan hasta 10000MW de intercambio, CH-AR hasta 2000 MW BR Ur hasta 1000MW. Además estos 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 cuantificables y aquellos expresables en términos cualitativos:

### *Beneficios cuantificables*

Menores costos resultantes del despacho económico, por un mejor uso del conjunto de los recursos de generación y transmisión disponibles En particular este efecto se manifiesta en.

- Mejor uso de recursos energéticos renovables reemplazando el uso del gas natural y combustibles líquidos.
- La optimización de la operación de los embalses producirá mejores resultados, es decir menos costo de abastecimiento y mayor calidad del servicio, en la medida que, como consecuencia de la integración, exista mayor diversidad hidrológica, mayor parque térmico de respaldo, y mayor demanda a abastecer. En este aspecto merece citarse que:
  - (i) Las cuencas internas de Argentina y Chile son estadísticamente independientes de las de Brasil, por lo tanto la interconexión aumenta la diversidad hidrológica.
  - (ii) Argentina y Chile tienen una mayor componente térmica en su generación que Brasil. La integración permitiría en consecuencia un mejor uso del agua en los embalses de este último país, ya que podría reducirse el nivel de agua embalsada para reducir costos sin incrementar el riesgo de desabastecimiento.
  - (iii) La mayor demanda conjunta permite captar excedentes hidráulicos de Brasil que de otra forma deberían verse<sup>ii</sup> y enviarlos a Argentina, país que puede absorberlos disminuyendo su generación térmica. La mayor demanda conjunta en horas de pico permite concentrar la generación hidroeléctrica en las horas en que la energía es más costosa<sup>iii</sup> y además

---

<sup>ii</sup> Brasil cuenta para el abastecimiento de su demanda con un parque de generación compuesto en un 95% de centrales hidráulicas. Para poder abastecer la demanda en periodos hidráulicos secos necesita diseñar el plan de expansión de forma tal que aún en dichas condiciones la probabilidad de racionamiento esté acotada a un nivel máximo predefinido (usualmente un 5%). Esto produce que en años hidrológicos medios y ricos la capacidad de generación exceda los requerimientos de la demanda. El agua que no se puede utilizar para generar energía eléctrica en principio se la almacena en los embalses. Cuando el periodo hidrológico medio / rico se extiende en una secuencia sucesiva de años, como es por otra parte muy frecuente, los embalses llegan a su nivel máximo de capacidad de almacenamiento, siendo a partir de allí necesario tirar el agua adicional ingresante al embalse por los vertederos de la presa. Dicha energía es por lo tanto no utilizada. Si se incrementa la demanda por efecto de las interconexiones internacionales para de esta energía podrá ser utilizada reemplazando combustibles no renovables.

<sup>iii</sup> El uso óptimo del agua disponible en los embalses de las centrales hidráulicas requiere de técnicas complejas de programación matemática finalmente orientadas a dar información a los operadores para decidir en cada momento entre almacenar el agua o usarla para producir energía. El objetivo del proceso de optimización es determinar la forma de uso del agua que minimiza el costo futuro de satisfacer la demanda de energía. Los resultados de la optimización tienden a dar información que permita determinar en que grado de agua debe ser almacenada en periodos ricos para su posterior uso en periodos pobres. Las posibilidades de este tipo de políticas de operación están limitadas por la capacidad de almacenamiento de los embalses. Esta posibilidad no se da en caso de escasa capacidad de embalse. La otra política posible es la distribución óptima del agua para generación a lo largo de una semana o de un día. Normalmente el resultado consiste en utilizar el agua en las horas de máxima demanda donde usualmente es mayor el precio de la energía. En este caso la limitación existente está asociada a la capacidad de concentrar energía en estas horas (empuntamiento) de la central. Una central tiene gran capacidad de empuntamiento cuando su potencia es grande en relación a la energía producida, y en consecuencia es capaz de generar a plena potencia sólo durante algunas horas por día. (Por ejemplo la C. H. Alicurá de Argentina la que tiene una potencia de 1000 MW con una energía asociada con la cual podría generar en promedio no más de seis horas por día). La existencia de interconexiones internacionales permitiría incrementar la cantidad de potencia producible por centrales con capacidad de empuntamiento reduciendo con ello el precio medio de la energía toda vez que aumenta el rendimiento promedio del parque de generación. El resultado de

permitiría un mejor uso de algunas centrales hidroeléctricas de Argentina, que fueron diseñadas con mas potencia que la que el mercado requiere.

- Optimizar el rendimiento hidráulico del conjunto al hacer más estable los requerimientos hidráulicos.
- 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).
- Optimización del uso de la infraestructura de transporte eléctrico al permitir una mayor utilización de la capacidad remanente para la optimización del despacho por el incremento de la capacidad de transporte por la existencia de caminos alternativos ante situaciones de emergencia (gas y electricidad).
- Reducción del costo medio de abastecimiento de energía de la demanda asociado a:
  - (i) Una reducción de costos de inversión y de OyM vinculados a la escala regional de los proyectos.
  - (ii) A la sustitución de fuentes de producción locales por las importaciones más económicas.

*Beneficios que deben ser expresados en términos cualitativos*

- Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la mencionada optimización del despacho, con reducción del uso de combustibles.
- Reducción del costo medio de abastecimiento de energía de la demanda asociado a:
  - ⇒ incremento de la competitividad (especialmente en Chile). La integración puede tener un efecto positivo reduciendo las posibilidades de ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes. Este tema ha sido motivo de preocupación desde hace tiempo en numerosos estudios presentados por académicos de USA en relación con el proceso de reestructuración del sector eléctrico en numerosos estados de ese país. La mayor parte de los temores se confirmaron en la reciente crisis de California. Uno de los aspectos más notables en este sentido es que numerosos autores han demostrado que las posibilidades de ejercicio de poder de mercado se pueden dar con mayor facilidad en el sector eléctrico que en otros rubros de

---

concentrar generación hidroeléctrica en las horas de punta son precios de la energía poco variables durante el día, como es típico en Brasil.

la economía<sup>iv</sup>. Como la posibilidad del uso del poder de mercado está en relación directa con el número de participantes del mercado, sobre todo del lado de la producción, la integración actuará como un limitante de la posibilidad de ejercicio de estas prácticas.

⇒ reducción de riesgos regulatorios y otros riesgos que puede introducir en los negocios el accionar del estado (esto bien puede ser un limitante de la ejecución de interconexiones o de ser resuelto un beneficio que introducen las mismas).

- Mejora de la seguridad de abastecimiento asociado al mallado de las redes nacionales y al bajo riesgo de no suministro por indisponibilidad de la importación. 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. Este es un subproducto 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.
- Estabilidad regulatoria. Los cambios arbitrarios son más dificultosos de realizar al involucrar relaciones comerciales entre países.
- Mejores señales económicas evitando subsidios cruzados por el mismo motivo.

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

### C. El impacto sobre los precios

Una interconexión eléctrica entre dos países impacta en:

- Los precios medios de ambos países tanto en el corto plazo como en el largo plazo.
- La volatilidad de los precios.
- La calidad del servicio.

Se analizará el efecto de cada uno de estos indicadores y las políticas asociadas.

#### 1. Impacto en los precios medios de cada país

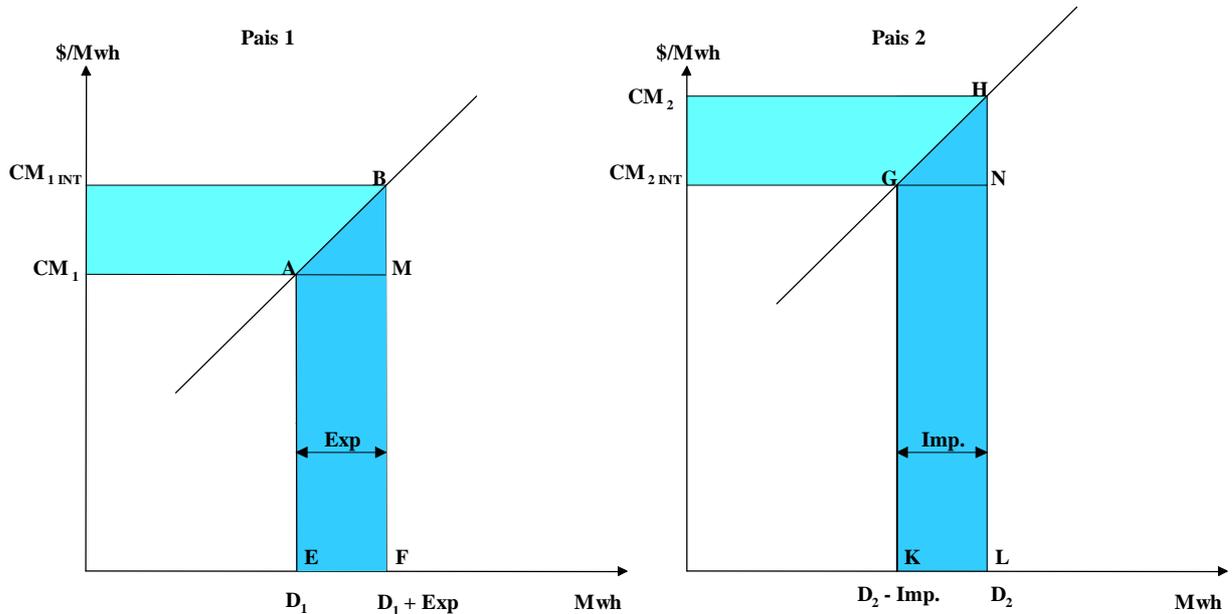
Se puede analizar el efecto de las interconexiones desde un análisis de corto plazo y un análisis de largo plazo, ambos de carácter microeconómico. Esto significa que se analiza el efecto sobre cada agente económico, medido como diferencia de costos de compra de energía o de ingresos por venta de energía, sin considerar en que medida algunas de estas diferencias con sólo transferencias entre agentes dentro de un mismo sistema económico.

*Efectos de corto plazo*

---

<sup>iv</sup> Por ejemplo ver el trabajo de Erik Hjalmarsson "Nord Pool: A Power Market without Market Power", Department of Economics, Goterborg University

Se analizan a continuación los impactos en el corto plazo de los intercambios (asumiendo que en el corto plazo no cambia el equipamiento). En el gráfico siguiente se detalla el efecto de corto plazo en el sistema importador y en el sistema exportador considerando variaciones lineales (es decir válido en un ámbito simplificado con pequeños intercambios).



*Para el sistema importador:* El precio de compra de los consumidores del sistema importador se determina con el nuevo costo marginal nacional, tanto para la demanda comprada localmente como para la electricidad importada. Por lo tanto, el efecto de la importación sobre los consumidores está dado por:

$$\text{Beneficio Consumidores}_{\text{Imp.}} = (CM_2 - CM_{2\text{int}}) D_2.$$

El subíndice “int” indica que el precio es con un intercambio de potencia “Imp” en la interconexión.

Por su parte, el perjuicio causado a los generadores del sistema importador está dado por la pérdida de ingresos asociado al precio marginal menos el ahorro de costos por reducir el nivel de generación local. Por tanto, el perjuicio a los generadores es:

$$\text{Pérdida Generadores}_{\text{Imp}} = (CM_2 - CM_{2\text{int}}) (D_2 - 1/2 \text{ Imp})$$

En consecuencia, el balance neto sobre el sistema importador se compone de una pérdida de ingreso de los generadores y de una apropiación por parte de los consumidores locales de los beneficios de la interconexión. Esto es la diferencia de ambas expresiones.

$$\text{Balance Sistema}_{\text{Imp}} = (CM_2 - CM_{2\text{int}}) * \text{Imp}/2$$

*Para el sistema exportador:* Por el contrario, la situación en el sistema exportador que los precios internos de la electricidad subirán hasta alcanzar el nuevo costo marginal del sistema correspondiente a la nueva demanda total (local más exportación), produciendo una pérdida a los consumidores locales dada por:

$$\text{Pérdida Consumidores}_{Exp} = (CM_{Int} - CM_1) D_1$$

Los generadores del sistema exportador tienen una ganancia derivada de la suba del costo marginal menos el costo de producción. En consecuencia, el impacto total sobre los generadores locales puede calcularse como:

$$\text{Ganancia Generadores}_{Exp} = (CM_{Int} - CM_1) (D_2 + 1/2 Exp)$$

El balance neto del efecto del flujo de exportación  $Exp = Imp$  por la interconexión sobre el sistema exportador, suma de los impactos sobre consumidores y generadores con su signo, resulta:

$$\text{Balance Sistema}_{Exp} = (CM_{Int} - CM_1) 1/2 Exp$$

La suma del balance neto del efecto sobre el sistema importador y sobre el sistema exportador permite obtener el balance neto del intercambio.

En el corto plazo se obtiene un balance neto positivo para ambos sistemas, pero con una distribución de variaciones de ingresos que pueden ser ineficientes en el largo plazo y afectar consecuentemente a los consumidores.

En resumen en el corto plazo se obtiene los siguientes cambios de precios y ganancias/pérdidas.

	<b>Generadores</b>	<b>Demanda</b>	<b>Beneficio país</b>
Importador	$-(CM_2 - CM_{2int}) (D_2 - 1/2 Imp)$	$+(CM_2 - CM_{2int}) D_2$	$(CM_2 - CM_{2int}) * Imp/2$
Exportador	$+(CM_{Int} - CM_1) (D_2 + 1/2 Ex)$	$-(CM_{Int} - CM_1) D_1$	$(CM_{Int} - CM_1) 1/2 Exp$

Si se analizan estas fórmulas en el ámbito del intercambio entre Argentina y Brasil, en el corto plazo la realización de las interconexiones permitiría un beneficio de 12,000,000 por año siguiendo la fórmula indicada. Para ello se supone que 2 mills/Mwh es el crecimiento en los precios de mercado en Argentina, que es lo que podría producir una interconexión de 1000 Mw en el corto plazo (incremento del beneficio de los generadores menos la pérdida de la demanda) para un año seco de Brasil. En el caso de un año rico de Brasil el beneficio sería marginal dado que Argentina no tiene capacidad remanente para el ingreso de cantidades importantes de energía secundaria. Para Brasil estos valores que serían muy superiores si se evalúa la realidad de Brasil hoy en día.

Además es necesario analizar que sucede en el mercado de gas. Si se analiza el corto plazo el mayor requerimiento de gas produciría un incremento en el uso del transporte beneficiándose los transportistas o los distribuidores y los productores de gas.

Estos efectos de corto plazo pueden no existir si el desarrollo de las interconexiones es descontado por el mercado, es decir si es el resultado de un proceso donde el mercado evoluciona con esa información como dato. En éste último caso, que es el que corresponde analizar si la implementación de los cambios normativos se realiza con un proceso de transición el resultado es el que corresponde al costo marginal de largo plazo.

### *Efectos de largo plazo*

La diferencia de CMLP entre los países tenderá a reducirse conforme se incrementan los volúmenes de energía intercambiada reduciendo con ello el costo de abastecimiento de la demanda. La reducción de precios estará asociada en gran medida al mejor uso de la infraestructura de transporte de energéticos reduciendo con ello el costo unitario de transporte de los futuros proyectos de generación y a la mayor eficiencia de las unidades de producción como se detalló en la descripción general de beneficios.

Analizaremos los cambios que se pueden producir en cada uno de los países de darse la integración.

#### ARGENTINA

Una interconexión eléctrica entre Brasil y Argentina es económicamente posible si se remunera la misma a una tarifa promedio de 10 uUS\$/MWh transportado. Esto significa que para una interconexión de 1000 MW, con un factor de uso del 80%, es necesario un pago anual de  $70 \times 10^6$  US\$ que debe compararse con los beneficios obtenidos.

La utilización de capacidad firme térmica hoy no requerida en Argentina (aproximadamente 1000 MW) como respaldo a la oferta hidráulica de Brasil aporta beneficios adicionales por un valor equivalente a  $50 \times 10^6$  us\$/año (beneficio que se va agotando en la medida que se incrementa la integración).

Los estudios realizados demuestran que las centrales térmicas de base (ciclos combinados en Buenos Aires, con gas como combustible) son las que definirán el CMLP de Argentina en el mediano plazo. Las centrales de expansión tendrán un factor de despacho menor a uno (1.0) y tanto menor cuanto mayor sea el volumen de exportación de energía a Brasil. Es de esperar que en el mediano plazo el factor de despacho de las centrales de expansión se ubique en el entorno del 60% al 70% del tiempo. La reducción del precio medio de la energía que abona la demanda estará en el entorno de los 0.5 a 1.0 US\$/MWh cuando los intercambios alcancen 2000 MW, lo que para una demanda anual de 70000 GWh representa un ahorro mínimo de  $35 \times 10^6$  US\$/año. Una estimación lineal de la variación en precios marginales de largo plazo representa alrededor de 20 millones de dólares por año cada mil MW de interconexión que se realice.

Esta última estimación puede ser afectada por otras consideraciones tales como:

- La estimación realizada se basa en considerar el costo del gas (en US\$/m<sup>3</sup>) fijo con independencia del consumo, pero se debe tener en cuenta que el costo del gas tiene una componente fija asociada al transporte (salvo las centrales ubicadas en boca de pozo o las que adquieren gas interrumpible), y otra variable correspondiente al costo del commodity. Si un generador contrata transporte firme, deberá pagar por este servicio aunque no lo use y por lo tanto el ahorro real será menor.
- El aporte de energía secundaria de Brasil tiene un límite dentro de la capacidad de generación y transporte de Brasil, dada por la magnitud de los excedentes y la capacidad instalada. Si se alcanza los 10000 MW de

interconexión difícilmente se pueda ingresar esa potencia en Argentina si no se realizan ampliaciones de generación o transmisión internas en Brasil.

La necesidad de centrales de reserva para satisfacer la demanda en un año seco requiere que Argentina disponga de 3000 MW térmicos adicionales para cubrir los requerimientos en esos años. Esta necesidad de reserva puede disminuir cuando los sistemas se interconectan, ya que la probabilidad de un año seco simultáneo en Argentina y Brasil se reduce<sup>v</sup>. Se estima que es posible economizar en Argentina 1500 MW de potencia de reserva para años secos. En ese caso el ahorro de inversiones sería del orden de 95,000,000us\$/año equivalente al costo de las interconexiones asociadas (esto es válido para la primer etapa de integración).

Existen también ahorros en reserva por contingencias, ya que al poder los dos sistemas eléctricos pueden apoyarse mutuamente en caso de necesidad debido a la indisponibilidad transitoria de capacidad en un país. Disminuyen por lo tanto los márgenes de reserva necesarios para alcanzar determinado nivel de calidad del servicio. Este ahorro se traslada directamente a los consumidores. No obstante debe tenerse en cuenta que actualmente no existen señales adecuadas para que los niveles de reserva se adapten a determinados objetivos de calidad del servicio.

Es posible que la capacidad de reserva instantánea que ofrece la estación conversora pueda utilizar como elemento estabilizador del sistema argentino cuyo precio actualmente es nulo, pero cuyo valor supera los 3 millones de dólares anuales para la interconexión existente.

## BRASIL

La generación hidroeléctrica de Brasil por su característica de diseño de seguridad de suministro tiene excedentes hidráulicos (vertimiento) durante aproximadamente el 25% del tiempo, que puede ser aprovechado por el sistema Argentino en función de la disponibilidad de transporte. Estos intercambios permitirían un incremento de la eficiencia de las centrales hidroeléctrica de Brasil y de sus ingresos. Es de esperar que por cada módulo de 1000 MW de interconexión entre Brasil y Argentina, se eviten vertimientos hidráulicos en Brasil. Para los primeros 1000 MW se evitaría verter del orden de los 2600 GWh/año, valor que es decreciente con cada nuevo módulo. Esta energía sería importada por Argentina sustituyendo el despacho de las centrales térmicas menos eficientes. Esta posibilidad podría asegurar beneficios del orden de los 26x10<sup>6</sup> US\$./anuales.

La estructura de transporte del sistema brasileño esta dirigida para llevar energía del Norte al Sur y del Oeste al Este. Dado que el ingreso de Argentina se produce en sentido contrario es posible reducir los costos de transmisión y producir ahorros en los costos de largo plazo si se ingresa energía desde Argentina. Además de permitirse una optimización del uso en condiciones de emergencia se podría ampliar los beneficios que la interconexión

La llegada del gas natural a Brasil proveniente de Bolivia y Argentina hace posible la construcción de centrales térmicas en Brasil las cuales contribuirán a

---

<sup>v</sup> Esta conclusión resulta de la independencia estadística entre los regímenes hidrológicos de las cuencas de los ríos Paraná, Uruguay y Negro (de Argentina).

fijar el precio medio de la energía en el largo plazo en el entorno de los 36.0 US\$/MWh haciendo con ello que dejen de tener sentido algunos proyectos hidráulicos con costos de inversión y de OyM mayores al antes indicado, contribuyendo ello a definir un techo para el precio de la energía.

En resumen y en lo que respecta a las interconexiones con Argentina se puede hacer el siguiente cuadro indicativo:

<b>Beneficios estimados de largo plazo por cada 1000 MW de incremento de las interconexiones de Argentina con Brasil</b>				
<b>Costo</b>	<b>Ahorros en Argentina</b>		<b>Ahorros en Brasil</b>	
70x10 <sup>6</sup> US\$/año.	Capacidad firme térmica hoy no requerida	50x10 <sup>6</sup> us\$/año.(sólo para los primeros 2000 MW)	Transporte de gas alternativo	42x10 <sup>6</sup> us\$/año.
	Reducción del costo marginal de largo plazo por incremento de eficiencia	20x10 <sup>6</sup> us\$/año.		
	Uso de generación firme contratada en Brasil para año seco de Argentina	9,5x10 <sup>6</sup> us\$/año.	Ingreso por venta de energía secundaria	26x10 <sup>6</sup> us\$/año.
	Estabilización del sistema	3x10 <sup>6</sup> us\$/año		
	Reducción de cortes	1x10 <sup>6</sup> us\$/año		

#### BOLIVIA

Bolivia la integración energética le permite monetizar sus importantes reservas de gas natural lo cual no sería factible considerando únicamente la demanda de su mercado interno.

#### PARAGUAY

La integración energética le permitiría a Paraguay ahorrar costos de transmisión dado que el suministro de Asunción podría ser realizado por los inversores que quieren exportar a Brasil sin costo para Paraguay.

#### CHILE

Una interconexión eléctrica entre Chile y Argentina es económicamente posible si se es posible utilizar la complementariedad entre sistemas(o transmitir excedentes en el caso especial de Termoandes) dado que los costos de generación de largo plazo son similares. Para una interconexión de 500 MW, con un factor de uso del 80%, es necesario un pago anual de 10x10<sup>6</sup> US\$ que comparados con los beneficios obtenidos muestra que es posible:

- reducir los vertimientos del aprovechamiento del lago Laja.
- utilizar la capacidad firme térmica hoy no requerida en Chile (aprox. 300 MW) que podría aportar beneficios adicionales por un valor equivalente a 12x10<sup>6</sup> us\$/año.
- reducir el riesgo de año seco por disponer la capacidad térmica hoy no requerida para su uso y por disponer de la posibilidad de incrementar la transferencia durante emergencias a cerca de 1000 MW

Como ejemplo de esto último cabe citar la posible utilización del corredor de transmisión desde el Ancoa a Santiago o la utilización de una complementación entre el sistema argentino y el chileno en la conexión del Sistema del Norte Grande y el SIC

Chile optimizará fundamentalmente la calidad de servicio del sistema permitiendo un ahorro que en términos económicos puede alcanzar el millón de dólares anuales.

En resumen y en lo que respecta a las interconexiones con Argentina se puede hacer el siguiente cuadro indicativo.

<b>Beneficios estimados de largo plazo por 500 MW de interconexión Argentina - Chile</b>				
<b>Costo</b>	<b>Ahorros en Chile</b>		<b>Ahorros en Argentina</b>	
30x10 <sup>6</sup> US\$/año.	Capacidad firme térmica hoy no requerida	12x10 <sup>6</sup> us\$/año.	Capacidad hidráulica hoy no requerida	12x10 <sup>6</sup> us\$/año.
	Ahorro en costos de transporte de gas	13x10 <sup>6</sup> us\$/año		
	Uso de generación firme contratada en Argentina para año seco de Chile	9,0x10 <sup>6</sup> us\$/año.	Incremento de la eficiencia del sector	-----
	Estabilización del sistema	1x10 <sup>6</sup> us\$/año		
	Reducción de cortes	1x10 <sup>6</sup> us\$/año		

#### *La volatilidad en los precios y el impacto de las interconexiones*

Los costos marginales de cada sistema son una función de los costos de producción, que constituyen una variable estocástica cuya distribución de probabilidad se puede deducir de las series hidrológicas, de la aleatoriedad de la demanda y la disponibilidad del equipamiento de generación y transmisión y de la disponibilidad de combustibles. La temperatura contribuye en gran medida a la volatilidad, ya que por un lado afecta a la demanda, y por otro, a la disponibilidad de gas<sup>vi</sup>.

Los generadores ingresan en un mercado ante un precio de largo plazo que permite una ganancia adecuada. El efecto de la volatilidad introduce un riesgo a las actividades económicas vinculadas a la compra o venta de energía. En la medida que existan herramientas financieras para la cobertura de riesgos, los efectos de la volatilidad son muy acotados. Pero en los mercados energéticos, sobre todo eléctrico, estas herramientas no están todavía suficientemente desarrolladas. Además las regulaciones limitan las posibilidades de cobertura de los agentes. De ser así se producirá un incremento del precio marginal de largo plazo y en consecuencia del precio spot asociado.

Normalmente al interconectarse dos mercados, suele haber una transferencia de volatilidad, incrementándose ésta en el mercado más estable, y disminuyendo en el más variable. En el caso del MERCOSUR, el mercado más volátil es el de Brasil, debido a su alta componente de generación hidroeléctrica. A medida que las interconexiones internacionales en la región

---

Este efecto sólo es importante en el ámbito del MERCOSUR en Argentina, donde tiene una influencia marcada sobre el precio de la energía, ya que afecta a la generación más económica.

augmenten la capacidad de intercambio es de esperar que aumente la volatilidad de precios en el resto de la región, mientras que en Brasil disminuya sólo marginalmente. A modo de ejemplo, si en un futuro de mediano plazo el nivel de intercambios entre Brasil y Argentina alcanza los 6000 MW como parece a priori muy factible, eso significará que cuando se exporta energía a Brasil la demanda equivalente de Argentina se incremente en 6000 MW y cuando se importa energía la demanda equivalente se reduzca en 2000 MW. Eso significa una variación neta de requerimientos de generación en Argentina del orden de los 8000 MW. Para la demanda pronosticada para Argentina en el año 2008, este número representa el 42% de su valor máximo anual. Este hecho resultaría en que los ingresos de los generadores que venden su producción en el mercado spot puedan tener variaciones del orden del 60% respecto de la media, dependiente de la hidrología en Brasil. Igualmente la demanda regulada<sup>vii</sup> en Argentina se vería expuesta a un incremento importante de la volatilidad del precio de la energía. Este hecho seguramente generará tensiones en el sector eléctrico de Argentina, en el cual no se cuenta actualmente con instrumentos financieros idóneos para cubrir estos riesgos. El bajo nivel de contratos expone tanto a generación como a la demanda regulada a la volatilidad creciente del mercado spot.

Sistemas regulatorios como el de Brasil sostienen el funcionamiento del mercado en el largo plazo, mediante contratos obligados administrativamente, y no mediante el mercado spot que es sólo para la transacción de excedentes. La influencia de la volatilidad desde la oferta (los recursos hidráulicos están “socializados”) y la demanda (contratos de largo plazo) ha sido reducida, tanto para generadores como para consumidores. Un enfoque diferente en ese aspecto es la regulación de Chile, donde esa volatilidad sólo puede afectar a la generación por la proporción de ventas que realizan en el mercado spot.

#### *La calidad del servicio*

Ya se mencionó que la interconexión de dos sistemas eléctricos puede permitir una mejora de la calidad del servicio en ambas partes.

La razón es fundamentalmente una consecuencia de la independencia<sup>viii</sup> estadística de los eventos que producen interrupciones al suministro. Ante una falla en un sistema por falta de generación, es altamente probable que el otro tenga excedentes y pueda ayudarlo aportando potencia para evitar o limitar los cortes.

No obstante podría haber una transferencia de calidad del servicio del país con el sistema más confiable al otro. Esto puede corregirse, estipulando que en caso de falla simultánea, cada país atiende su demanda en forma prioritaria.

Para aprovechar esta mejora de calidad del servicio sólo es necesario un acuerdo entre ambos países sobre respaldo en caso de emergencias.

---

<sup>vii</sup> Los grandes usuarios pueden cubrirse de la volatilidad con contratos a término, pero los clientes regulados reciben la energía de las distribuidoras al precio estacional, que es un valor vinculado al precio spot, estabilizado por tres meses.

<sup>viii</sup> Esta independencia estadística podría no existir en algunos casos, por ejemplo centrales hidroeléctricas sobre un mismo río (Yacyretá - Itaipú). Pero en el caso de fallas mecánicas, estas son decididamente independientes.

### *Beneficiados y perjudicados con la integración*

A nivel macroeconómico, y de cumplirse ciertas condiciones mínimas de libertad comercial y transparencia, puede asegurarse que en promedio todos los países ganan.

En mercados competitivos, con precios fijados por el libre juego de la oferta y la demanda, los sistemas económicos de todos los países que integran sus mercados tendrán un beneficio asociado a un uso más eficiente de sus recursos. En este aspecto no hay diferencias entre el comercio de energía o de cualquier otro producto o servicio.

En el caso del MERCOSUR se han identificado claramente ventajas relativas de algunos países, que permiten asegurar que el comercio de energía creciente hacia la integración producirá grandes ventajas a nivel macroeconómico. Los motores de la integración son el uso del gas de Bolivia y Argentina en toda la región, el aprovechamiento de los excedentes de energía hidráulica en Brasil y las ventajas resultantes de aprovechar la diversidad de costos marginales y las mejoras en la calidad del servicio resultante de la posibilidad de compartir reservas y excedentes ocasionales de potencia y/o energía.

En el caso particular de la integración energética deben tomarse algunas precauciones. Debe tenerse en cuenta que el costo de la infraestructura necesaria para el comercio (líneas, gasoductos) es muy alto. Es por lo tanto esencial asegurar que las regulaciones no introduzcan distorsiones que incentiven la construcción de infraestructura no conveniente desde el punto de vista económico. Dada la complejidad del sistema de formación de precios, y la alta componente de costos fijos tanto en el sector eléctrico como gasífero, hacen que esta posibilidad sea importante. En la medida que el precio o las tarifas de la energía exista una componente importante de costos fijos, convertidos en variables, las posibilidades de ineficiencias se incrementan.

Si bien a nivel macroeconómico no existen dudas de las ventajas, con las precauciones planteadas en el párrafo anterior, a nivel sectorial energético puede haber ganadores y perdedores.

La integración energética afecta a cada uno de los mercados en forma diferente. En el corto plazo aparentemente hay claros ganadores (la demanda del país importador/generación del país exportador) y claros perdedores (demanda de país exportador /generación de país importador). No obstante en muchos casos los mercados, sobre todo cuando existe transparencia, descuentan por anticipado las operaciones previstas a futuro. En esos casos, la existencia de ganadores y perdedores sólo existe en forma aparente y vinculada a evaluar períodos de tiempo que no reflejan todo el proceso necesario para concretar una operación de importación/exportación. Por ejemplo cuando se inició en mayo de 2000 la exportación de energía de Argentina a Brasil, se produjo un incremento del precio en el mercado mayorista del primer país del orden de 2 us\$/Mwh. Esto originó una reacción desfavorable, ya que se entendió que el perdedor en la transacción era la demanda de Argentina. En una ventana temporal más amplia se pudo verificar que se había instalado generación con anticipación para atender la exportación. De no haberse incorporado esta oferta, el precio hubiera estado en niveles similares a los alcanzados después de iniciarse la exportación. Es decir que si bien el efecto

real fue prácticamente neutro, el público lo percibió como que había ganadores (generación) y perdedores (demanda)

Para un análisis general que permita identificar a ganadores y perdedores, se deben tener en cuenta una serie de factores particulares:

- Es razonable considerar al mercado de la zona Sud-Sudeste-Centro Oeste (S/SE/CO) de Brasil como el formador de precios de la región, tanto de gas como de energía eléctrica. En la medida que exista integración, es decir en la medida en que la infraestructura de transporte se desarrolle a un nivel tal que se puedan realizar la mayor parte de las transacciones posibles (es decir bajo nivel de congestión), los precios en cada país (o hub) resultarán de un net back del precio en S/SE/CO (hub San Pablo). Este hecho haría previsible un incremento de precio en Argentina (hub Buenos Aires). No obstante la posibilidad de ingreso de energía secundaria de Brasil compensa este incremento.
- Por lo tanto, ligado a la particularidad de la energía secundaria, puede preverse una disminución de precio tanto en el sistema S/SE/CO de Brasil como en Buenos Aires.
- Del mismo modo la integración de Argentina con Chile permitirá una mejor utilización de los recursos y una disminución menor de los costos de la energía en Chile.
- Es decir la mayor eficiencia lograda por la integración hace que existan prácticamente sólo actividades ganadoras. No obstante algunos generadores en particular podrán ver reducidos sus ingresos.
- La mayor volatilidad en Argentina (probablemente exportada a Uruguay) puede ser neutralizada con medidas regulatorias que incentiven los contratos (y otras herramientas financieras) para disminuir el riesgo de los participantes del mercado mayorista.
- En el largo plazo la competencia gas de Argentina - gas de Brasil - gas de Bolivia - LNG puede producir reducciones en el precio boca de pozo en algunos de estos países, afectando los ingresos de los productores. No obstante este eventual efecto seguramente quedaría ampliamente compensado por las mayores ventas.

Además de este efecto positivo de la integración, pueden también identificarse:

- Un claro ganador es Bolivia ya que la integración energética le permite monetizar sus importantes reservas de gas natural lo cual no sería factible considerando únicamente la demanda de su mercado interno.
- Los productores de gas de Argentina serán claros ganadores, toda vez que la integración les permite exportar su gas natural, ya sea vía gasoductos o vía líneas de transmisión eléctrica previa conversión del gas en energía eléctrica en las centrales térmicas. Es decir, se amplía para ellos el tamaño del mercado.
- Chile es otro importante ganador porque permite no sólo lograr una fuente energética más económica sino además incrementar la competencia en su mercado eléctrico.

- Brasil es otro importante ganador porque la integración le permite lograr una fuente energética competitiva que reduce su costo de expansión de largo plazo e introduce competencia a la ejecución de centrales hidroeléctricas.

En suma, ganadores muchos, perdedores casi ninguno, sólo aquellos que quieren mantener el “status quo” actual para su mayor beneficio.



## CAPITULO IV

### IV. A MODO DE CONCLUSIONES PRELIMINARES

#### A. Factibilidad económica y financiera de los proyectos

Los proyectos de interconexión pueden ser evaluados desde la óptica del bien común que esa obra de infraestructura puede introducir y del inversor que busca maximizar los resultados financieros y económicos del mismo.

Ambos enfoques mantienen cierta relación dado que un proyecto que es inconveniente para el bien común puede introducir riesgos de incumplimiento por el efecto de la presión de las partes afectadas.

Un proyecto de un gasoducto sólo podrá ser factible si hay contratos de largo plazo por parte de consumidores con garantías de pago, que de ser generadores estarán también asociados a contratos de largo plazo de venta de energía eléctrica con precios sustentables..La ejecución de nuevos gasoductos de Bolivia o Argentina a Brasil deberá estar relacionada con precios de gas que sean competitivos en el mercado de generación. Además es conveniente que se verifique que los comercializadores no afectarán la competitividad del mercado de gas en el país de origen retardando o quizás impidiendo nuevas interconexiones que pueden ser requeridas.

Respecto a una interconexión eléctrica conviene considerar que para asegurar el repago de las inversiones se debe verificar que:

- Existan contratos de largo plazo que aseguren el repago de los préstamos. A medida que se vaya desarrollando el mercado regional es posible considerar financiable un proyecto que sostiene sus ingresos con una comercialización de corto plazo (en el mercado spot).
- La eficiencia del proyecto en el largo plazo (los proyectos pueden ser rentables en base a situaciones de corto plazo que no son representativas de una evolución eficiente del mercado). Por ejemplo una interconexión puede ser económicamente rentable si logra capturar diferencias altas de precios que son consecuencia de una falta de competencia en uno de los mercados. De ser solucionada esta falta de competencia no sería factible la interconexión
- La inexistencia o una ineficiente asignación de derechos, que evita futuras interconexiones al introducir riesgos innecesarios a los inversores.
- Afectación a la calidad de sistema eléctrico (el no cumplimiento de los requisitos para que el sistema funcione adecuadamente interconectado es una fuente de riesgos importantes al introducir una reducción en la capacidad de la transmisión).
- Utilización de ventajas regulatorias (no asociadas a un real beneficio económico) que pueden no mantenerse en el futuro.
- La dependencia del negocio de regulaciones que pueden no ser estables o que pueden evolucionar en el largo plazo afectando los beneficios.
- Perjudicar al medio ambiente por inadecuación regulatoria.

- Un incremento del poder de mercado que afecte la competencia del sector energético porque:
- Impide la participación en el mercado de los nuevos comercializadores
- Se le asigna derechos físicos a inversores que evitan un fluido comportamiento del mercado.

## **B. Cambios regulatorios en la región para un intercambio óptimo**

Los cambios regulatorios requeridos en la región pueden dividirse en:

- a) aquéllos que eliminen ineficiencias propias de cada país, manteniendo a la oferta/demanda de otro país asimilándolo a un generador/consumidor equivalente al del país;
- b) Aquéllos que reduzcan las barreras regionales que se introducen al tránsito, a las transacciones de servicios complementarios y a la operación de corto plazo.

El primero, de carácter unilateral, no permite alcanzar aquellos beneficios importantes debidos a un verdadero uso de las complementariedades entre países.

La regulación para transacciones internacionales realizada por cada país en forma unilateral introduce restricciones al exigir que los intercambios se relacionen con las características de un mercado, aunque no sean adecuadas para la operación conjunta. Es así que pueden aparecer situaciones que no estimulan el comercio, tales como exigir que una oferta de exportación/importación sea realizada por un periodo similar al requerido en el país para optimizar su despacho con independencia de los requerimientos del otro país, que los servicios complementarios no puedan ser transaccionados y que la regulación de la transmisión desincentive el uso de oportunidad basada en dar prioridad a aquellos que tienen compromisos de largo plazo, o en establecer peajes no económicos para proteger a los agentes nacionales

Estas barreras sólo pueden eliminarse si se desarrolla un espacio común regional que, sobre una base común, adicione ese compromiso de largo plazo que transforma las transacciones de oportunidad en compromisos permanentes.

### **1. Electricidad**

Para evolucionar de los intercambios a la integración resultan necesarios un conjunto adicional de requisitos regulatorios:

- Afirmar las políticas sectoriales que consideren la demanda de otro país con los mismos derechos que la propia, estableciendo definitivamente el carácter que se dará a las operaciones de exportación.
- Crear un mecanismo y un organismo de operación y administración regional de los intercambios, con atribuciones para: coordinar el uso del sistema de transmisión internacional, establecer criterios de seguridad operativa, establecer y administrar un mercado de oportunidad a nivel regional, administrar los contratos bilaterales entre agentes de la región, administrar la congestión interna, administrar derechos de los usuarios del sistema de transmisión internacional de forma tal de maximizar el número de transacciones posibles.
- Ampliar y mejorar la regulación sobre transporte regional, a fin de establecer:

- a) Interconexiones internacionales que no estén basadas en derechos físicos.
- b) Evitar ineficiencias en las señales tarifarias del transporte nacional. Es necesario modificar la metodología para asignación de cargos fijos (o complementarios) de transporte dentro de cada país de los, de forma tal de evitar el denominado "panqueqing", es decir la acumulación de pagos por uso en todos los países a través de los que se realiza la operación.
- c) Definir e incrementar la eficiencia de las señales tarifarias para uso de oportunidad diseñando un régimen de peaje para las transacciones de oportunidad que evite se conviertan en un obstáculo para su realización.
- d) Organizar las Transacciones de compra/venta de energía a través de un mercado de corto plazo con precios libremente pactados.
- e) Establecer un intercambio de servicios complementarios.
- f) Establecer una regulación regional.

### *Gas*

A fin de alcanzar un mercado regional integrado, será necesario realizar, por lo menos, los siguientes cambios regulatorios:

- Mitigar las posiciones monopólicas. En particular las de las compañías de transporte de gas y las de los productores (y casi siempre comercializadores) para evitar un ejercicio de mercado dominante en esos sectores de la cadena.
- Homogeneizar los marcos regulatorios de los países que los tienen e implementar los de aquellos que aún no los han desarrollado. En rigor, la existencia de asimetrías entre los esquemas de regulación de los distintos países es uno de los principales obstáculos para la integración regional. Esas asimetrías se convierten rápidamente en prohibiciones o en barreras paraarancelarias que impiden el flujo competitivo de gas desde otras fuentes. Un ejemplo típico que debe resolverse es la fijación de precios de gas con tarifas "bundled". También incide perjudicialmente el que los precios de gas en un país estén vinculados a ciertos energéticos de referencia (por ejemplo el fuel oil) y en otros países a otros (por ejemplo una canasta de combustibles internacional). Esto dificulta la libre competencia entre los productos de distinto origen cuando alguno de estos precios está fijado arbitrariamente por la autoridad de referencia.
- Promover la transparencia de las operaciones comerciales y de los contratos de servicios. La falta de información difundida públicamente sobre la evolución de las transacciones comerciales que se realizan entre distintos actores dentro de la región crea desventajas, especialmente a los nuevos participantes que pierden oportunidades de competir en igualdad de condiciones con los existentes.

- a) Facilitar la creación de mercados secundarios de reventa de capacidad y mercados spot y secundario de venta de gas. Estos mercados de reventa y de corto plazo.
- b) Fomentar regulatoriamente la creación de mercados de corto plazo en cada hub regional (San Pablo y Buenos Aires).
- c) Mejorar los mecanismos de swaps para que consumidores puedan comprar gas en cualquier punto de la red de transporte de manera eficiente.
- d) Promover el desarrollo de transacciones “over the counter” que permitan negociaciones de otros productos que no sean solamente el commodity y las capacidades de transporte (“cash markets”).

#### *Las restricciones para lograr una regulación optima*

Sin embargo existen condiciones iniciales que pueden hacer inviables, o de alto costo político la implementación de todas las propuestas. En algunos casos pueden lograrse soluciones alternativas, que si bien no pueden considerarse óptimas, introducen ineficiencias que son tolerables respecto del objetivo principal de lograr la integración energética. Es decir los beneficios del intercambio serán mayores que el costo de las ineficiencias. Se analizan a continuación las potenciales restricciones:

- Poder de Mercado: Cualquier modificación al régimen vigente debería preservar la seguridad jurídica, lo cual limitará el alcance de las regulaciones sobre este tema.
- Expansión del Transporte Eléctrico en Cada País: La expansión del intercambio requiere, no sólo de inversiones para vincular sistemas eléctricos, sino también refuerzos en las redes internas. Si bien el tema de la regulación de los vínculos internacionales puede ser resuelto satisfactoriamente (tanto en Argentina, como en Brasil y quizás en Chile), en la medida que existan restricciones o ineficiencias en los mecanismos de expansión de la transmisión en cada país, el comercio internacional se verá afectado. La situación inicial no es homogénea. Para resolver estos problemas sería necesario introducir ajustes o ampliaciones a las regulaciones de cada país, en algunos casos mayores. Son quizás Brasil y Argentina los países que más rápidamente pueden modificar su planificación interna para tener en cuenta los requerimientos de las interconexiones internacionales
- Regímenes tarifarios de la transmisión: en muchos casos se puede producir el efecto indeseable de "panqueqing". Las soluciones que se pueden plantear (derechos financieros, metodología ajustada de peajes) implican modificaciones importantes en las regulaciones nacionales sobre expansión del sistema de transmisión, la metodología de peajes, y en algunos casos sobre el sistema de precios del mercado mayorista. Quizás dada su situación, Argentina es el país que más fácilmente puede realizar alguna acción en lo que respecta a la tarificación de la transmisión.

## C. Análisis de posibles modificaciones regulatorias

### 1. Argentina

#### a) Problemas existentes:

Las interconexiones con Brasil están limitadas como consecuencia de los siguientes problemas:

- Transporte eléctrico: Los derechos físicos en el transporte nacional e internacional que restringen un despacho óptimo. Señales tarifarias inadecuadas para el transporte de oportunidad e imposibilidad de expansión ante tales requerimientos. Falta de un criterio estable de expansión y de asignación tarifaria para el sistema nacional que dificulta la expansión y el uso en tránsito.
- Mercado eléctrico: Falta de simetría en el reconocimiento del precio de la energía spot importada y restricciones a una oferta de precios de corto plazo para exportar. Falta de procedimientos para las transacciones de servicios complementarios incluidas las normas de calidad. Metodología de traspaso de precio mayorista a los consumidores finales que desincentiva los contratos de largo plazo.
- Gas: Falta un mercado spot activo y de un mercado secundario tanto para la energía como para la capacidad de transporte no utilizada, que restan flexibilidad y liquidez al mercado.

#### b) Beneficios esperados

Los beneficios esperados para los consumidores son del orden de los costos de expansión de la transmisión requerida para la exportación debido a :

- La utilización de capacidad firme térmica que hoy no es requerida en Argentina.
- Incremento de la eficiencia de las centrales de expansión por el ingreso de la energía secundaria de Brasil, incrementando su eficiencia.
- Una reducción en la necesidad de centrales de reserva para satisfacer la demanda en un año seco.
- Ahorros en reserva por contingencias, así como en incremento de la capacidad de transmisión y la potencia cortada de corta duración.

#### c) Posibles modificaciones regulatorias

Para poder duplicar el nivel de intercambio previsto con las actuales regulaciones con Brasil e incentivar la interconexión Chile y así poder capturar los beneficios indicados se requiere:

##### **Electricidad**

Modificación de la regulación de transmisión para adaptarla a los requerimientos del sistema actual basado en:

- Definición de la capacidad remanente para las transacciones internacionales, para que queden claramente establecido los derechos de los usuarios locales que asumieron las inversiones de transmisión de aquellos que no la han asumido, así como los derechos de las demandas internacionales. Se propone los siguientes lineamientos:
  - ⇒ La existente en tiempo real para transacciones internacionales no firmes.
  - ⇒ La existente en tiempo real para transacciones internacionales con peajes sobre líneas de interconexión en periodo de explotación.
  - ⇒ La que corresponda en función de un despacho por precios cuando se trata de una inyección asociada a un contrato de largo plazo.
  - ⇒ La que corresponda en función de mantener la misma proporción de suministro que la del resto de la demanda cuando es una extracción del mercado exportador, aplicándosele las restricciones de conexión al sistema que tiene cualquier otra demanda.
- Modificación del Sistema de expansión de la transmisión con los siguientes lineamientos:
  - ⇒ Si el estado decide participar en la expansión de la transmisión, establecer un proceso de planificación organizado con participación de los agentes que permita definir las obras requeridas para beneficio global del sistema nacional o regional mediante un proceso no distorsivo de las señales del mercado y no discriminatorio.
  - ⇒ Modificación de los derechos de los agentes que asumen el costo de una nueva interconexión internacional transformando los derechos físicos en derechos financieros, manteniendo sólo los derechos físicos para resolver el uso en situación de congestión e igualdad de ofertas de los generadores para usar el vínculo saturado. Modificación del sistema tarifario de la transmisión.
  - ⇒ Establecer una metodología ajustada de cargos de transmisión para las ampliaciones: Evaluar el efecto de aplicación de las metodologías disponibles o nuevas de asignación de cargos de transmisión entre los agentes (es decir de identificación de los usuarios de cada instalación). Seleccionar aquella que subjetivamente se evalúe que cumple mejor con los requerimientos de eficiencia y equidad. El objetivo de eficiencia se orienta a que los pagos los realicen los agentes que tengan un beneficio económico asociado a las nuevas instalaciones, y la equidad requiere que no deban pagar quienes no sacan ninguna ventaja de la instalación. Por lo tanto una forma de comparar métodos sería en base a una estimación de beneficios, y luego verificar en que métodos los usuarios seleccionados se

corresponden mejor con aquellos que tienen beneficios positivos. Esta metodología ha sido utilizada en varios países<sup>ix</sup>, con resultados diversos. No obstante cabe destacarse que en general no hubo un método decididamente mejor. Las teorías más recientes, cuyo análisis se recomienda especialmente para este caso, demuestran que con una asignación adecuada de derechos financieros se podría maximizar la eficiencia económica y eventualmente se hace innecesario el pago de peajes.

- ⇒ Evitar el pago de cargos que por las transacciones de oportunidad del sistema.
- ⇒ Establecer tarifas nodales por uso de oportunidad en US\$/Kwh que hagan un balance entre la eficiencia (costo cero) y la equidad (costo equivalente al uso permanente) considerando alternativamente sólo los costos variables con un peaje nulo o los costos de operación y mantenimiento (además de los variables ya incluidos en la transacción) para inyección y extracción de nodo frontera y los ingresos asignárselos a la demanda.
- Modificación de los procedimientos del Mercado Mayorista con los siguientes lineamientos:
  - ⇒ La energía spot importada en un nodo frontera en condiciones de emergencia será remunerada al precio de mercado.
  - ⇒ Permitir transacciones bilaterales de corto plazo (duración establecida por las partes).
  - ⇒ Las ofertas de importación y exportación pueden ser realizadas diariamente.
  - ⇒ Establecer un sistema de ofertas de modificación de despacho por parte de los agentes para reducir la existencia de congestiones por uso de oportunidad.
  - ⇒ Establecer una política de largo plazo respecto al reconocimiento de la potencia (es decir dado que éste define una buena parte de los negocios es conveniente una definición de tales políticas – cualesquiera sean- en el largo plazo).
  - ⇒ Establecer procedimientos para las transacciones de servicios complementarios con otros países, tales como alivio de carga, regulación de frecuencia, calidad, etc. Estas transacciones deben establecer la prioridad asociada a cada servicio. Usualmente el orden es energía, reserva instantánea, regulación de frecuencia, reservas de corto plazo (5', 10', 20', etc.).
  - ⇒ Establecer una metodología de traspaso de precio mayorista a los consumidores finales regulados que permita a generadores y consumidores cubrirse del incremento de volatilidad que

---

<sup>ix</sup> China (provincia de Sichuan y Zehiang 5 metodologías), Panamá (se ensayaron 5 metodologías distintas), Indonesia (20), Venezuela (5).

introduciría un mayor nivel de intercambio entre Argentina y Brasil.

d) **Gas**

- Fomentar regulatoriamente la creación de mercados de corto plazo en Buenos Aires.
- Fomentar la transparencia de información en lo que se refiere al reporte de contratos de provisión de gas y de transporte firme e interrumpible.
- Establecer la obligación de la venta de los excedentes y faltantes vía mercados spot organizados.
- Creación de un mercado secundario transparente de capacidad de transporte.
- Mejorar los mecanismos de swaps para que consumidores puedan comprar gas en cualquier punto de la red de transporte de manera eficiente. Creación de un mercado spot eficiente organizado en Buenos Aires.

2. **Brasil**

a) **Problemas existentes:**

- Transmisión: Tarifas cuyos valores difieren del costo real de expansión introduciendo diferencias entre aquellas obras desarrolladas por la planificación aquellas que deben ser asumidas por los agentes. Falta de definición del peaje del uso de oportunidad.
- Mercado mayorista: Alta participación del estado en el mercado mayorista introduciendo restricciones al mercado. Falta de definición del pago de capacidad.
- Gas: La participación de PETROBRAS crea barreras al comercio internacional.

b) **Beneficios esperados:**

- Evitar verter la energía secundaria.
- Mejorar el suministro durante emergencias o en situaciones de sequía.
- Incremento de la competencia en la expansión de la generación.

c) **Posibles modificaciones**

Para poder duplicar el nivel de intercambio previsto con Argentina y así poder capturar los beneficios indicados se requiere:

*Electricidad*

- Modificación de la regulación de transmisión para adaptarla a los requerimientos de la integración basado en:

- Definición de la capacidad remanente para las transacciones internacionales con los siguientes lineamientos:
  - ⇒ La existente en tiempo real para transacciones internacionales no firmes.
  - ⇒ La que corresponda en función de un despacho por precios cuando se trata de una inyección al sistema brasileño asociada a un contrato de largo plazo.
  - ⇒ La que corresponda proporcional al resto de la demanda cuando es una extracción del Sistema Brasileño, aplicándosele las restricciones de conexión al sistema que tiene cualquier otra demanda.
- Modificación del Sistema de expansión de la transmisión con los siguientes lineamientos:
  - ⇒ Consideración de las obras requeridas para la integración dentro del plan de expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica realizado por el Comité Coordinador del Planeamiento de la Expansión de los sistemas eléctricos en igualdad a los requerimientos locales.
  - ⇒ Modificación de los derechos de los agentes que asumen el costo de una nueva interconexión internacional transformando los derechos físicos en derechos financieros, manteniendo sólo los derechos físicos ante situaciones de restricciones al suministro.
- Modificación del sistema tarifario de la transmisión:
  - ⇒ Aplicar la metodología de cargos de transmisión nodal a los equipamientos de conexión profunda utilizados para una interconexión internacional reconociendo una remuneración a tal conexión.
  - ⇒ Establecer una evaluación de los cargos que corresponderían al uso esperado por las transacciones de oportunidad del sistema y asignársela a la demanda del sistema.
  - ⇒ Establecer tarifas nodales por uso de oportunidad en US\$/Kwh que hagan un balance entre la eficiencia (costo cero) y la equidad (costo equivalente al uso permanente).
  - ⇒ Establecer tarifas por uso de oportunidad de los activos de conexión internacional considerando sólo los costos de operación y mantenimiento e inversión o sin cobrar cargos.
- Modificación de los procedimientos del Mercado Mayorista con los siguientes lineamientos:
  - ⇒ Las ofertas de importación y exportación pueden ser realizadas diariamente sean estas de oportunidad o asociadas a contratos de largo plazo.
  - ⇒ Establecer una política de largo plazo en el reconocimiento de la potencia reconociendo la evolución del mercado brasileño asociado al sistema regional.

- ⇒ Establecer procedimientos para las transacciones de servicios complementarios con otros países, tales como alivio de carga, regulación de frecuencia, calidad, etc.
- ⇒ Establecimiento de precios de traspaso de tarifas y de precios de gas asociado con políticas de largo plazo que no diferencien la producción local de la producción de otro país.
- ⇒ Fomentar la creación de mercados secundarios de productos financieros, “derivatives” y “forwards” entre los mercados de distintos puntos del sistema.

#### *Gas*

- Establecer un marco regulatorio que considere toda la cadena de gas.
- Establecer una política que permita la existencia de un mercado competitivo de suministro de gas.
- Establecer un mercado secundario de capacidad de transporte, en el que obligatoriamente se deba comercializar la capacidad no utilizada por contratos firmes.
- Implementar un mecanismo de swaps que permita a consumidores locales realizar contratos con productores externos de gas, independientemente de su localización geográfica.

### 3. **Bolivia**

Las posibles medidas de convergencia regulatoria que se consideran para Bolivia están más dirigidas a su propio sistema dado que en lo que respecta a la integración eléctrica con Brasil su sistema es de una magnitud reducida, y de una frecuencia diferente lo que no permite el uso de las complementariedades y no justifica cambios regulatorios por necesidades regionales.

Respecto de las interconexiones gasíferas el permitir un mercado más libre y flexible es una necesidad desde el punto de la eficiencia energética regional.

#### *Electricidad*

- Modificación de la regulación de transmisión basada en:
- Definición de la capacidad remanente para las transacciones internacionales con los siguientes lineamientos:
  - (i) La existente en tiempo real para transacciones internacionales no firmes.
  - (ii) La que corresponda en función de un despacho por precios cuando se trata de una inyección al sistema Boliviano asociada a un contrato de largo plazo.
  - (iii) La que corresponda en función de mantener la misma proporción de suministro que la del resto de la demanda cuando es una extracción

del Sistema Boliviano, aplicándosele las restricciones de conexión al sistema que tiene cualquier otra demanda.

- Modificación del Sistema de expansión de la transmisión con los siguientes lineamientos.
  - (i) Definición de obras requeridas para beneficio global del sistema nacional o regional evaluadas mediante un proceso de planificación organizado con participación de los agentes.
  - (ii) Modificación de los derechos de los agentes que asumen el costo de una nueva interconexión internacional transformando los derechos físicos en derechos financieros, manteniendo sólo los derechos físicos ante situaciones de congestión.
- Modificación del sistema tarifario de la transmisión:
  - (iii) Establecer criterios para el uso de oportunidad de los activos Transmisión Internacional Dedicada considerando sólo los costos de operación y mantenimiento e inversión, asignándole libre acceso. Si fuera necesario, establecer tarifas para este uso.
  - (iv) Establecer una evaluación de los cargos que corresponderían al uso esperado del sistema de transmisión nacional por las transacciones de oportunidad del sistema y asignársela a la demanda del sistema.
  - (v) Establecer tarifas nodales por uso de oportunidad del sistema de transmisión nacional en US\$/Kwh considerando sólo los costos de operación y mantenimiento o sin cobrar por tal uso (además de los variables ya incluidos en la transacción) para inyección y extracción de nodo frontera y los ingresos asignárselos a la demanda
- Modificación de los procedimientos del Mercado Mayorista con los siguientes lineamientos:
  - (vi) Las ofertas de importación y exportación pueden ser realizadas diariamente.
  - (vii) Establecer un sistema de ofertas de modificación de despacho por parte de los agentes para reducir la existencia de congestión Establecer procedimientos para las transacciones de servicios complementarios con otros países, tales como alivio de carga, regulación de frecuencia, calidad, etc.
  - (viii) Establecer igualdad entre la demanda local y la extranjera ante restricciones físicas en el Sistema Internacional de Electricidad.

### *Gas*

Establecer un esquema regulatorio donde se detalle especialmente el pago de transmisión por potencia firme o por oportunidad de manera transparente

#### 4. Chile

##### a) Problemas existentes

- Transmisión: Barreras a la integración por falta de peajes de transmisión lo suficientemente transparentes y definidas incluso en lo que respecta al uso de oportunidad. La falta de reglamentos sobre el uso en condiciones de emergencia del sistema existente
- Barreras por la falta de aprobación de la regulación de exportación e importación.
- Mercado: inestabilidad en el pago de capacidad en el mercado. Las diferencias de calidad en las interconexiones no pueden ser transaccionadas. Falta la definición de un régimen de transacción de los servicios complementarios, lo cual agregaría valor a la primer interconexión Argentina Chilena.

##### b) Beneficios esperados

- Reducir los vertimientos de las centrales hidroeléctricas.
- Utilizar la capacidad firme térmica hoy no requerida.
- Reducir el riesgo de año seco.
- Optimizar la calidad de servicio del sistema

##### c) Posibles modificaciones regulatorias

Para poder realizar las interconexiones plenas con el sistema argentino y capturar los beneficios esperados sería preciso realizar las siguientes modificaciones:

###### *Electricidad*

- La necesidad de negociación de peajes con el agente transmisor y la eventual necesidad de arbitraje es una metodología que no es lo suficiente transparente, como reconoce el proyecto de ley. Lo mencionado dificulta la realización de una interconexión al tener un riesgo adicional en el pago de peajes.
- Los cargos de transmisión son en función de la potencia firme o máximo requerimiento lo que facilitaría el uso spot. Sin embargo los derechos y cargos en función del uso spot y del uso por contratos pueden ser modificados en las discusiones existentes.
- Establecer reglamentos sobre el nivel de uso del sistema existente, autorizando la maximización de su uso en condiciones de emergencia mediante equipamientos de control que aseguren la estabilidad del sistema.
- Modificación de la regulación de transmisión para adaptarla a los requerimientos regionales basado en:

- (i) Definición de la capacidad remanente para las transacciones internacionales con los siguientes lineamientos:
  - ⇒ La existente en tiempo real para transacciones internacionales no firmes.
  - ⇒ La que corresponda en función de un despacho por precios cuando se trata de una inyección al sistema Chileno asociada a un contrato de largo plazo.
  - ⇒ La que corresponda en función de mantener la misma proporción de suministro que la del resto de la demanda cuando es una extracción del Sistema Chileno, aplicándosele las restricciones de conexión al sistema que tiene cualquier otra demanda.
  - ⇒ Definición del transporte internacional.
- (ii) Modificación del sistema tarifario de la transmisión:
  - ⇒ Establecimiento de cargos de transmisión definidos y no asociados a negociación entre servidor y usuario.
  - ⇒ Establecer tarifas nodales por uso de oportunidad en US\$/Kwh considerando sólo los costos de operación y mantenimiento (además de los variables ya incluidos en la transacción) para inyección y extracción de nodo frontera y los ingresos asignárselos a la demanda.
  - ⇒ Establecimiento de criterios de desempeño mínimo
- (iii) Modificación de los procedimientos del Mercado Mayorista con los siguientes lineamientos:
  - ⇒ Establecimiento de las reglas de importación/exportación.
  - ⇒ Existencia de comercializadores.
  - ⇒ La energía Spot importada en un nodo frontera será remunerada al precio de mercado.
  - ⇒ Las ofertas de importación y exportación pueden ser realizadas diariamente.
  - ⇒ Establecer un sistema de ofertas de modificación de despacho por parte de los agentes para reducir la existencia de congestiones por uso de oportunidad.
  - ⇒ Establecer una política de largo plazo en el reconocimiento de la potencia reconociendo la evolución del mercado argentino asociado al sistema regional.
  - ⇒ Establecer procedimientos para las transacciones de servicios complementarios con otros países, tales como alivio de carga, regulación de frecuencia, calidad, etc.

#### *Gas*

- Promover la constitución de brokers y traders que generen mayor competencia en el mercado.
- Establecer una mayor transparencia en la declaración de los contratos de compra de gas con Argentina.

### 5. **Uruguay y Paraguay:**

#### a) **Problemas existentes**

La falta de competencia en el mercado, con una empresa monopolística en el mismo, hace más dificultoso la realización de interconexiones internacionales basadas en la iniciativa privada. Del mismo modo se restringe un eventual uso como país de tránsito.

#### b) **Beneficios esperados**

La integración energética le permitiría a ambos países el ahorrar costos de transmisión y asegurar su suministro, especialmente a Uruguay.

#### c) **Posibles modificaciones**

#### *Electricidad*

- Establecimiento de una metodología de compra y venta de energía transparente.
- Establecimiento de un cuadro tarifario de la transmisión asociado al tránsito y una metodología para la realización de interconexiones y expansiones con ese objeto.

#### *Gas*

Debe desarrollar el marco regulatorio.

### **D. Opciones de ampliación de acuerdos regionales**

Es posible avanzar en lo acordado en la “Declaración conjunta de los Ministros y Secretarios de Energía del MERCOSUR y Chile, firmado en Buenos Aires el 29 de junio de 2000 “ donde se estableció el elaborar mecanismos que permitan el desarrollo de mercados mayoristas regionales abiertos y competitivos de energéticos. Para ello resuelven priorizar el análisis de normas y acuerdos que permitan un activo intercambio, particularmente en los mercados spot o de corto plazo, tanto para combustibles líquidos, como para gas natural y energía eléctrica.

Para evolucionar de los intercambios a la integración regional y capturar la máxima eficiencia regional así como fortalecer los mercados nacionales es necesario establecer una organización regional.

Los acuerdos bilaterales de convergencia (manteniendo una visión nacional del sector) deben necesariamente restringir el alcance de las transacciones y por lo tanto perder la eficiencia regional que es posible alcanzar con una organización regional que permita:

- Afirmar las políticas sectoriales que consideren la demanda de otro país con los mismos derechos que la propia.
- Establecer los mecanismos que permitan un despacho de corto plazo sin restricciones, y una comercialización sin barreras.
- Establecer los mecanismos que aseguren la expansión de un sistema que satisfaga los requerimientos regionales.
- Establecer los mecanismos que permitan un intercambio de servicios complementarios entre países.
- Lograr mitigar las posiciones monopólicas.
- Avanzar en la homogeneización de los marcos regulatorios de los países.
- Facilitar la creación de mercados secundarios de reventa de capacidad y mercados spot y secundario de venta de gas.

Entonces, y sobre la base de lo indicado por los Ministros, se propone que acuerde la siguiente "Agenda de temas" regionales:

### 1. **Creación de un Mercado Regional**

Con las siguientes características relevantes:

- a) Basado en transacciones bilaterales en un mercado de corto plazo (a ser desarrollado) y largo plazo (existente con limitaciones). Los agentes autorizados a realizar transacciones internacionales deben ser los mismos que pueden operar en los mercados de cada país.
- b) Régimen económico de administración de la congestión en caso que las transacciones pactadas superen la capacidad de los vínculos internacionales.
- c) Los agentes que construyen las instalaciones de vinculación internacional adquieren derechos financieros transables. Estos derechos financieros se vuelven físicos en caso de "empate" en los valores de las ofertas que presenten las partes para obtener lograr el uso en caso de congestión.
- d) Mercado de servicios complementarios con menor prioridad que el de energía, administrado por los operadores de cada país. Usando la capacidad remanente de las instalaciones.

### 2. **Organizar las funciones de un Operador y un Administrador Regional**

Responsables de administrar el mercado de transacciones entre agentes de los países y del uso de la capacidad disponible de interconexión internacional. Operarán en forma coordinada con los operadores y los administradores de cada país.

### 3. **Modificar las regulaciones de cada país**

Los países deberían trabajar en conjunto para definir las adecuaciones a sus regulaciones, a fin de crear: un sistema de expansión y tarificación del transporte que evite ineficiencias o inequidades en las transacciones internacionales, y que prevea el uso de redes de un país por agentes de otros países que deseen realizar

transacciones, y una eliminación de las barreras regulatorias existentes en el mercado mayorista. La estrategia sugerida debe dar una dirección al proceso de integración con un plan organizado y armónico de medidas de ajuste de regulación y política interna del país y del MERCOSUR con los beneficios que provee. Existen diferentes grados de dificultad en implementar las medidas propuestas y diferentes beneficios por lo que se puede priorizar los siguientes cambios:

- **Argentina:** Organización de un mercado regional. Modificación del régimen tarifario de la transmisión y del sistema de expansiones. Modificación de los procedimientos del mercado mayorista.
- **Brasil:** Organización de un mercado regional. Modificación del régimen tarifario de la transmisión internacional y orientación de la planificación. Modificación de los procedimientos del mercado mayorista. Mayor transparencia en el mercado de gas.
- **Chile:** Definición del sistema de desempeño mínimo. Reglamento de intercambios internacionales.
- **Bolivia :** Creación de un mercado spot y secundario de transporte de gas

#### 4. **Establecer un ámbito de regulación regional.**

Si bien puede no ser necesario desde el inicio, sería conveniente la creación de un Regulador Regional Independiente responsable de mantener actualizadas las reglas del mercado internacional, resolver conflictos entre partes y vigilar el funcionamiento del mercado.

### **F. Consideraciones Finales**

De las evaluaciones realizadas surgen las siguientes consideraciones relevantes desde el punto de vista del intercambio energético posible entre los países del MERCOSUR:

- Existe una demanda potencial de energía en BRA, CHI y ROU que puede ser abastecida, al menos en forma parcial, por medio de la importación de energía (gas o energía eléctrica) desde ARG y BOL.
- De solucionarse las restricciones regulatorias del sistema de transmisión regional sería posible incrementar notablemente las interconexiones.
- Los mercados eléctricos de cada país presentan diferencias que hacen posibles y convenientes los intercambios energéticos. Estas diferencias son de carácter estructural por lo cual la posibilidad de intercambios debe ser tomada en consideración en tanto que sólida opción de largo plazo.

## ANEXO A

### POSIBLES INTERCAMBIOS ENERGÉTICOS

#### A. Electricidad

Entre las vinculaciones eléctricas más importantes existentes en la región se pueden mencionar las siguientes:

<b>Países interconectados</b>	<b>Nombre</b>
ARG ↔ BRA	RINCON – ITA – 1000 MW entró en operación en mayo de 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.
ARG ↔ BRA	Paso de Los Libres – Uruguayana 50 MW
ARG ↔ ROU	Aprovechamiento en conjunto de la C. H. Salto Grande e interconexión en 500 kV Colonia Elía – San Javier.
ARG ↔ PAR	Aprovechamiento en conjunto de la C. H. Yacyretá
ARG ↔ PAR	Interconexión Clorinda – Guarambaré – 230 kV. 50 MW
ARG ↔ PAR	Interconexión El Dorado – Carlos Antonio Lopez —132 kV. 30 MW
ARG ↔ CHI	Interconexión COBOS - Norte Grande Chile (SING)- 345 kV. 650 MW
BRA ↔ ROU	Interconexión Rivera – Libramento 70 MW.
BRA ↔ PAR	Aprovechamiento en conjunto de la C. H. ITAIPÚ Tiene la mitad de sus generadores (20 en total) produciendo a cada una de las dos frecuencias. Los grupos que producen en 50 Hz abastecen la demanda de Paraguay y el resto de producción es transportada hasta la zona de San Pablo por medio de una línea de Corriente Continua (+/- 600 kV) que vincula la central con la demanda.
BRA ↔ PAR	Campo Grande - Ponta Porá

Las Futuras Interconexiones posibles son:

Países	Descripción
ARG – BRA,	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Yacyretá (ARG) – Itá (BRA). 500 kV. 1000 MW. Está en construcción un segundo módulo con una capacidad de 1000 MW.El proyecto es impulsado por el grupo ENDESA.</li> <li>• Yacyretá (ARG) – Foz de Iguazú (BRA). 500 kV. 1200 MW. Este proyecto se completa con la construcción en Brasil de una interconexión desde Foz de Iguazu hasta San Pablo y en el lado Argentino una nueva línea de 500 kV que vincula las regiones NEA-NOA.Este proyecto está siendo impulsado por GENER</li> <li>• Yacyretá (ARG) – Porto Alegre (BRA). 500 kV. 600 MW.. Es un proyecto de mediana escala tendiente a llevar energía a la zona de Porto Alegre (BRA)</li> <li>• Otras Interconexiones entre Yacyretá – San Pablo / Porto Alegre. La factibilidad de otras interconexiones de módulo semejante a la antes indicada quedará condicionada al refuerzo de la infraestructura de transporte de ARG y/o el incremento de la cota de la C. H. Yacyretá permitiendo que esta incremente su capacidad de producción a 3000 MW.</li> </ul>
BRA – ROU,	Está en proceso de construcción un gasoducto entre Montevideo y Bs. As. que llevará gas natural al Uruguay. Para mejorar la economía de este proyecto optimizando el uso de la capacidad de transporte que el mismo aporta está siendo evaluada la factibilidad de construcción de una central térmica de escala regional en la ROU más una interconexión entre la ROU y la región SUR de Brasil.
ARG – CHI	<p>Entre Argentina y Chile existen dos proyectos que permitirán vincular el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile con la red de transporte argentino.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interconexión en 500 kV entre las regiones de Comahue (Argentina) y 7ª Región (Chile).. La capacidad de transporte considerada es de 500 MW bidireccional.</li> <li>• Interconexión en 500 kV entre la región de Cuyo (Argentina) y Santiago de Chile. La capacidad de transporte considerada es de 500 MW bidireccional.</li> </ul>
ARG/BOL – PAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía del NOA Argentino y el oriente de Bolivia exportada hacia los mercados brasileños, vía el sistema eléctrico paraguayo. El proyecto consiste en la construcción de plantas térmicas vecinas a boca de pozo y construir líneas de transmisión hasta Asunción (Paraguay). La energía térmica inyectada en este nodo reemplazaría producción de Itaipú que hoy abastece a Paraguay, lo cual en la práctica significa un mayor volumen de energía que llega a San Pablo.</li> <li>• Un proyecto de una planta térmica vecina a Asunción abasteciéndola con gas natural proveniente del NOA Argentino y/o del oriente de Bolivia.</li> </ul> <p>La C.H. Yacyretá con la demanda de Asunción por medio de una línea en 500 kV. Esto permitiría abastecer la demanda de Paraguay con energía proveniente del Mercado Argentino haciendo que el total de la producción de Itaipú sea utilizada por Brasil, constituyendo esto una exportación neta de energía desde ARG a BRA por medio de las redes de Paraguay.</p>
BOL – BRA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El proyecto consiste en vincular eléctricamente la región oriental de Bolivia, donde se encuentran sus mayores reservas de gas natural, con la región de Brasil fronteriza a Bolivia donde se accede a la red de transporte de Brasil y desde allí a la demanda de este país. En, Bolivia, aprovechando además algunas ventajas fiscales, se instalaría generación térmica en boca de pozo cuya producción sería exportada a Brasil. Los sistemas eléctricos de Brasil y Bolivia permanecerían desvinculados ya que ambos tienen diferente frecuencia.</li> </ul>

Los límites de potencia de intercambio asociados a los requerimientos de expansión y/o regulatorios son los siguientes:

Países	Límite de Potencia de exportación en MW	Potencia de exportación MW	Requerimiento
ARG-BRA	2600 AR_BR	-	Por la capacidad de transporte del Corredor NEA-Ezeiza compuesto de un par de líneas de 500 kV con demanda distribuida en el interior del corredor.
	3600 AR_BR	1000 MW	La denominada línea NEA – NOA que vinculará, por medio de una línea en 500 kV, las EETT El Bracho (Tucumán) – Güemes (Salta) – Resistencia (Chaco)
	4600 AR_BR	1000Mw más capacidad secundaria	Incrementar la cota de la C. H. Yacyretá desde su actual nivel (73 msnm) hasta su cota de diseño (83 msnm). Este proyecto tiene además asociada la construcción de una línea en 500 kV entre la central y la ET G. Rodríguez (Bs. As.) la cual constituiría el tercer circuito del corredor NEA-Ezeiza.
	5000	300 Mw	C. H. Aña Cua. 300 MW, localizada dentro del complejo Yacyretá
	6000	1000	En forma adicional la exportación de energía a Brasil vía ROU constituye un camino alternativo que puede aportar hasta 1000 MW de exportación neta desde Argentina lo cual lleva el límite a los 6000 MW.
	6000+ 800	800	Instalación de nueva generación en un punto vecino a la frontera BRA-ARG Una línea en corriente continua entre Bs. As. y San Pablo más una quinta línea en el corredor Comahue – Bs. As. lo cual permitiría vincular eléctricamente las regiones del Comahue (ARG) –Bs. As- San Pablo permitiendo con ello utilizar las importantes reservas de gas natural existentes en el región Comahue. Dichos proyectos son en principio factibles desde el punto de vista técnico debiendo evaluarse la conveniencia desde el punto de vista económico
	1000MW Importación		La compensación en serie de los corredores que vinculan al NEA con las áreas de concentración de la demanda (centro del Mercado), permite elevar la importación hasta 1000 MW.
	2000 MW Import		Para importar hasta 2000 MW es necesaria la construcción de una línea compensada en serie entre Yacyretá y Salto Grande (500 km), y compensar las líneas que conducen al centro del Mercado.
AR_PA_BR	1500	1500	Los límites que podrían alcanzar estos intercambios estarán condicionados por la capacidad de la estación convertidora existente en Foz do Iguazú y del vínculo de transmisión en HVDC $\pm 600$ kV, o bien, por la capacidad de transporte remanente en el corredor de 750 kV AC (60 Hz) entre Itaipú y Tijuco Preto (São Paulo).
AR_CHILE	800	800	Ancoa Comahue
	500	500	Mendoza Santiago
	600	250	Salta

## B. Gas Natural

Las interconexiones regionales existentes o en construcción son las siguientes:

Países	Gasoducto	Longitud (en km)	Diámetro (en pulgadas)	Capacidad de transporte (en $10^6$ m <sup>3</sup> /día)	Precio US\$/MBTU	Exportaciones proyectadas (en $10^6$ m <sup>3</sup> /día)
AR/CH	Gas Andes	463	24	10	2,12	6 (2000/06); 17 (2007/15); 19 (2016).
	Metanex	MI 48	12,	2		2
		MII 8	12	2		2

Países	Gasoducto	Longitud (en km)	Diámetro (en pulgadas)	Capacidad de transporte (en 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día)	Precio US\$/MBTU	Exportaciones proyectadas (en 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día)
		M III 1,2	8	1,25		2
	Atacama	925	20	8,5		
	del Pacífico	537	24	2,5 (inicial, abastecido en un 70% por Repsol-YPF). Se prevé alcanzar los 9.	1,92	1,5 (inicial); hasta llegar a 4
	Norandino	1.044	20	3 (inicialmente) 8		3,7 durante un período de 17 años
Bolivia – Brasil	Bolivia – Brasil	3.150	32	30		8, ampliando hasta llegar a 30 en el 2007 (y hasta el 2019).
	Lateral – Cuiabá	626	18	2,8		
c	Petrourugua y (del Litoral)	15 (Colón-Paysandú)	16 (troncal);	2,5 (troncal, se puede incrementar con plantas compresoras)		
	CT Casablanca	15				Alimenta Central Casablanca
	Cruz del Sur (Fase 1)	215	20	2,5		Inicialmente entre 500.000 y 1.000.000
Argentina – Brasil	TGM	450	24	2,8		
	TSB (Uruguaiana –Porto Alegre)	440	20 y 16 (dos tramos continuos)	12		2,5

Las interconexiones regionales proyectadas son

Países	Gasoducto	Longitud (en km)	Diámetro (en pulgadas)	Capacidad de transporte (en 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día)
Perú hasta Brasil	Camisea	-----	-----	-----
Bolivia a Chile	Villamontes – Antofagasta	-----	-----	-----
BO/BR	Ampliaciones gas. Bolivia – Brasil	Loop de 1.820 km		
		Loop de 3.200 km		30
BR/PA/AR	Transguazú	1.050	32	20
AR/BR/BO/PA	MERCOSUR	3200	36/28/24 y 20	11
	Cruz del Sur	850	24	15.

**ANEXO B**  
**Mapa 1**  
**MERCOSUR – Principales interconexiones eléctricas previstas a futuro**



Fuente: MERCADOS ENERGÉTICOS.



## Mapa 2

### CONO SUR DE AMERICA LATINA: INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL, A DICIEMBRE DE 2000



Fuente: MERCADOS ENERGÉTICOS.