

La integración energética y la interacción regulatoria e institucional en Latinoamérica

Miguel Edgar Morales Udaeta

1. ELEMENTOS PARA LA INTEGRACIÓN EN LATINOAMERICA

Par diseñar un camino hacia la integración energética en Latinoamérica, observando la realidad actual, hay que señalar la contribución que el sector energético, característico de cada país, podrá ofrecer al proceso de desarrollo económico y social. Ello debe concretizarse en un esquema que viabilice una política de integración regional. Pensando en las responsabilidades actuales, es evidente que la participación de los actores privados y, también los estatales, en el sector de energía debe respaldar y asimilar los planes de los órganos públicos constituidos en los países y en la región.

Es evidente que la integración energética es sinérgica al proceso de desarrollo en Latinoamérica, por ello dentro de un balance de la década pasada, tanto a nivel energético como a nivel general, hay que evaluar los cambios actuales y objetivos de las nuevas reglas del juego de los principales energéticos y sus mercados: petróleo, gas y electricidad. Hay que analizar las características del sector energético en lo tocante a regulación, precio, competitividad, planificación y servicios, incluyendo los impactos ambientales vinculados. Haciendo inclusive una la prospectiva energética para los posibles desarrollos normal y sostenible, incluyendo siempre y concientemente la eficiencia energética y las nuevas técnicas y tecnologías de aprovechamiento energético. En tiempos de crisis, debe considerarse seriamente la importancia del sector energético como uno de los ejes del desarrollo regional.

Teniendo en mente la situación actual de los países latinoamericanos, se debe, entonces poner en evidencia el contexto mayor en el que, el rol de la IE se manifiesta, esto es, la integración energética. En Sudamérica, cuando se trata de comercio energético transfronterizo (cosa que da validez a la integración física –Líneas y Gaseoductos), es Argentina, quien más infraestructura produjo para dejar fluir electrones y moléculas hacia los países vecinos (fuera de los tradicionales medios del transporte del crudo). Es claro para todos que la integración posibilita acceder a las ventajas de las economías de escala y compartir reservas. Lo que no está muy claro es el negocio en relación a cuestiones jurídicas, de regulación y de contrato en el largo plazo que es donde se dan las barreras de soberanía y prioridades internas, como lo prueba los casos de Argentina y Bolivia en los últimos años.

El entorno de la integración, teniendo en mente el Cono Sur, debe contemplar a Bolivia, como un driver, en un futuro próximo, puesto que este país dadas las reservas de gas natural (cerca de 50 TCFs) tiene una posición geográfica de facilitadora para negocios energéticos –gasíferos y eléctricos. Es más, como el mercado está compuesto por productores y consumidores, y teniendo como actores principales a dos países claves de la región como lo son Chile (mínimas reservas energéticas), Brasil (grandes necesidades de energía) y Venezuela (sostenible energéticamente por excelencia), la integración real pasa con la inclusión de estos actores del mercado. Puesto que interconexiones entre países significan infraestructura de largo alcance y con conceptos y metas multinacionales, donde todos los actores siempre deben ser contemplados en los negocios (donde el que garantiza en realidad es el propio estado cualquiera sea el grado de riesgo inherente).

La integración energética es y debe ser siempre el reflejo de la idea de erradicar la pobreza del continente americano. En ese sentido, uno de los factores mas importantes está relacionado con el IDH (Índice de Desarrollo Humano), más allá del ingreso por habitante, la expectativa de vida y el nivel educativo, está el relacionado con el tema energético (ver Grafico 1). Queda clara la importancia de la energía como insumo que alcanza a la sociedad como un todo e influencia su desarrollo.

En América del Sur, ya se esta comenzando a ver importantes proyectos de energía que involucran a los países de la región. Interconexiones eléctricas entre Ecuador y Colombia, Colombia y Venezuela, Argentina y Brasil. Proyectos binacionales entre Paraguay y Brasil, Paraguay y Argentina,

el gasoducto Bolivia-Brasil y la interconexión eléctrica Venezuela-Brasil, contribuyen no sólo para el proceso de integración sino también y principalmente para el desarrollo sostenible y la mejoría de la calidad de vida de toda la sociedad.

Hace un buen tiempo e inclusive en OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), se demuestra la incidencia que tiene el grado de electrificación y el consumo de energía en el desarrollo de los países. Al mismo tiempo es evidente, dadas las significativas asimetrías sociales y los elevados niveles de pobreza en la región que la cobertura de electricidad puede ser un indicador pobre si los consumos en los estratos más bajos se reducen a usos muy limitados de los beneficios que la electricidad provee al bienestar de las familias. Esta afirmativa es confirmada en el Gráfico 1, donde se ve que países menos desarrollados, son justamente los que consumen menos energía por habitante.

El proceso de integración energética regional debe también considerar el contexto de la IIRSA – Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana – que es una iniciativa que contempla mecanismos de coordinación entre los Gobiernos, las Instituciones Financieras Multilaterales, y el Sector Privado; para coordinar la visión política y estratégica de Sur América; para coordinar los planes y programas de inversión, además de priorizar los ejes de integración y desarrollo, así como los proyectos específicos al interior de estos.

Puede decirse entonces que los emprendimientos de integración energética en Latinoamérica son instrumentos también para el desarrollo sostenible. Puesto que con la integración de la infraestructura física se consolidan también la integración en los aspectos políticos, culturales, económicos, ambientales y sociales (inclusive la inclusión en el mercado global).

2. HACIA LA INTEGRACION ENERGETICA EN SUDAMERICA

Ya que las interconexiones internacionales son un medio para que los consumidores accedan a un servicio energético más eficiente, con mejor calidad y con menor incertidumbre para el abastecimiento, los acuerdos entre los países acerca del rol, organización y funcionamiento del mercado energético integrado, se demuestran más que necesarios. Ello implica en la definición de una arquitectura de integración gasífera y/o eléctrica fundamentalmente, amarrada a bases regulatorias conjuntas en paralelo con la regulación caso a caso (en general ya existente), y además sin discriminar actores, peor aún la soberanía de cada estado.

Los avances en la integración energética en América del Sur, demuestran que un mercado energético transfronterizo implica en reglas faciliten transacciones entre actores privados y/o públicos. Ello hace necesario la existencia de instituciones que administren el mercado y la confiabilidad del sistema y que los gobiernos garanticen flujos, sean estos a través de electrones o de moléculas, en el transcurso del tiempo no apenas en las redes físicas. Además, se percibe la necesidad de una base prediseñada de mercado regional para la IE (Industria Energética) que considere los mercados nacionales de los agentes involucrados, tal que no afecte dentro de cada país al inversionista ni al consumidor (interno y/o externo en ambos casos). Los intercambios binacionales consolidados del insumo energético, como se observa en las figuras 1 y 2, condujeron a los gobiernos de América del Sur a tomar la decisión de Brasilia (en el año 2000), para crear la “Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional” (IIRSA), arriba mencionada. Siendo que la implementación de IIRSA está a cargo del BID, CAF y FONPLATA, y comprende los sectores de transporte, energía y telecomunicaciones y, abarca 12 sub-regiones.

Observando las Figuras 1 y 2, se verifica que la Argentina demuestra hasta hoy mayor coherencia física en los negocios energéticos transfronterizos.

La necesidad regional de intercambios y de ampliación de mercados más allá de las fronteras nacionales, definen y confirman un camino lento y seguro hacia la integración energética. Este escenario prometedor para la integración energética permite visualizar mas a largo plazo que la integración hemisférica no es un sueño y, conlleva elementos reales que deben ser considerados. Sin

embargo, hay que superar necesariamente una historia de conflictos binacionales (por ejemplo, Chile y Bolivia); superar el miedo a la dependencia energética y a la disparidad de mercados; romper con las protecciones y privilegios a algunos actores; descubrir una coherencia regulatoria entre países (reciprocidad en el tratamiento y acceso abierto).

El gas natural, dentro de una prospectiva, no necesariamente la más optimista, es, y será por lo menos durante los próximos diez años, el vector de referencia para la integración energética en Sudamérica. Las realizaciones físicas hasta la fecha entre Argentina, Chile, Bolivia, Brasil, Uruguay, Venezuela y Perú lo demuestran. Para ilustrar ese contexto es bueno observar la prospectiva, en el Cono Sur, para el consumo de ese energético (ver la Figura 3).

Cabe mencionar que después de más de 10 largos años de convivencia pragmática con lo que se conoce como doctrina neoliberal, muchos países de Sudamérica vienen introduciendo soluciones a sus problemas políticos, sociales y económicos, con fuertes indicios no ortodoxos y además en una mezcla de planificación y de mercado. Venezuela, Argentina y Brasil son los más visibles en esa tendencia, fundamentalmente en el campo de la Industria Energética, empero el resto de las naciones también lleva rasgos semejantes en la busca por una estabilidad socioeconómica real.

3. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN LA REGION DEL MERCOSUR

El MERCOSUR es un bloque económico formado por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, que tiene como asociados Bolivia, Chile y más recientemente Perú. Este bloque, surge en el marco de la **necesidad** de expansión de los mercados nacionales y con el propósito de impulsar la circulación de bienes y servicios en otros rubros que no son necesariamente los de energía. Sin embargo, las relaciones energéticas binacionales entre los países del bloque son anteriores a la conformación de esta iniciativa de integración y constituyen antecedentes y ejes del proceso por su importancia y vinculación con el desarrollo de los pueblos (Ej. gasoducto entre Bolivia y Argentina –Gasrig y, Hidroeléctrica entre Brasil y Paraguay –Itaipu).

Se está conformando un mercado emergente de energía a expensas y facilidad del MERCOSUR (incluyendo los países asociados: Chile, Bolivia y más recientemente Perú), donde se constata, desde un punto de vista del sistema energético como un todo (sin discriminar las fuentes) que hay un mercado consumidor compuesto esencialmente por Brasil, Chile y Uruguay, y países productores como Argentina, Bolivia y Paraguay.

Desde la firma del tratado de Asunción (1991) hasta la fecha, el sector energético de los países del MERCOSUR ha presentado cambios notables, tales como:

- La reestructuración del sector energético vinculada a reformular el papel del Estado (menos empresario y más regulador), y dinamizar las inversiones extranjeras.
- El gas natural dinamiza una vocación integradora puesto que todos los países del Cono Sur tienen proyectos de gasoductos.
- Se vislumbra un sistema gasoelectrico, puesto que la expansión eléctrica se proyecta en la generación térmica a gas.

Evidentemente, el gas natural en termino de integración energética regional, implica en racionalización de precios combustibles, en el desarrollo de nuevas reservas y, es una palanca para comercio transfronterizo e intra-regional.

Uno de los grandes desafíos del MERCOSUR es la extensión a otros países de la región, así como su relación con el resto del mundo. Hasta el momento, se han firmado Acuerdos de Complementación Económica con Bolivia (1995) y con Chile (1996) y un Acuerdo de Cooperación con la Unión Europea (1995). Además, se han realizado negociaciones hemisféricas para la creación de la Asociación de Libre Comercio de las Américas (ALCA).

4. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN DE LA CAN

El mapa energético de los países participantes del CAN (Comunidad Andina de Naciones), Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia, presenta tres mercados con oportunidades de integración: petrolero, gasífero y eléctrico. En el mercado petrolero, Venezuela, Colombia y Ecuador son fuente de abastecimiento a algunos países de la región, como es el caso de Chile, Perú y Brasil. Estos últimos países no obstante con recursos propios, demuestran necesidades más allá del petróleo que endogenamente consumen.

En el caso del gas, Venezuela y Bolivia, tienen recursos que exceden y en mucho las demandas locales y aún la demanda regional. Sin embargo existen expectativas de desarrollos de integración particularmente en el caso de Bolivia y Perú respecto de la zona norte de Chile. En los hidrocarburos, además de integración física, la PETROBRAS (Brasil) y la PDVSA (Venezuela), determinan también una integración corporativa fortaleciendo a una visión de la región como bloque económico.

La integración del sector eléctrico en la región andina (ver figura 1), está verificada en la existencia de interconexión entre Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. De hecho puede decirse que la CAN ha desarrollado una red importante de interconexión. Bolivia, en todo caso aparece como país bisagra por sus características propias, pues tiene posibilidades de interconexión eléctrica con Argentina, Brasil, Chile y Perú (como un nodo de distribución entre oferta y demanda).

Los países miembros de la CAN firman el Acuerdo de Cartagena en 2001, con el fin de promover la adaptación de los regímenes jurídicos internos que permitan la libre comercialización, exportación, importación y acceso al uso de redes de transmisión de energía eléctrica entre los países. El acuerdo incluye la promoción de un marco normativo común.

Como referencial que da inicio al proyecto de interconexión regional, en 2002 la CAN determinó el Marco General para la integración subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad. Habiéndose creado el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad. Lo cual muestra que hay conciencia en la busca de regímenes jurídicos que permitan el libre acceso y reglas para la comercialización y operación de las interconexiones internacionales; además de la necesidad de acceso a toda información requerida para posibilitar el intercambio entre los países.

5. LOS ACTORES QUE HACEN A LA INTEGRACIÓN

La integración energética implica fuertes inversiones en infraestructura física lo cual requiere de un ambiente seguro para las inversiones y un marco regulatorio adecuado y armónico en los países, que permita integrar los mercados sin discriminaciones y en regímenes de acceso abierto de instalaciones de transporte. Desde luego, se suele mencionar que los mercados globalizados no distinguen fronteras y los países requieren, en el aspecto institucional, de representaciones supranacionales para encarar más saludablemente los negocios en todos sectores. Esto, principalmente porque los negocios energéticos y las posibilidades de agregar valor al producto energía no están limitados a las fronteras de los países miembros: la integración de los mercados energéticos es un sistema abierto a las demás regiones de América del Sur y del mundo.

En este sentido una observación más pragmática para que exista la Integración Energética, indica que, necesariamente, deben estar involucrados agentes integradores como ser empresas estatales y/o privadas (PETROBRAS, PDVSA, REPSOL) y entidades de financiamiento (CAF, BID, Banco Mundial, FONPLATA).

5.1 EMPRESAS ESTATALES

5.1.1 PETROBRAS

En noviembre del 2000 se implementó un nuevo modelo de organización en PETROBRAS (empresa estatal brasileña de petróleo), con la finalidad de dotarla con instrumentos de gestión modernos y hacerla más ágil, transparente y eficiente. Como consecuencia de este nuevo modelo y en línea con la posición estratégica de *expansión en la actuación internacional*, Petrobras crea el Área de Negocios Internacionales para dar continuidad a la actividad de PETROBRAS Internacional S.A. (Braspetro). Braspetro actúa fuera de Brasil en: Exploración y Producción (E&P); Refinación, Transporte y Comercialización (RTC); Distribución; Gas y Energía (G&E).

Con las recientes adquisiciones de empresas en el exterior, la Compañía vuelve a tener fuerte presencia en el sector petroquímico. Con esta nueva estrategia corporativa, PETROBRAS, la mayor empresa de Brasil y la duodécima en el ranking de la industria mundial de petróleo avanza firmemente para hacerse una gran multinacional brasileña.

Es interesante mencionar que el sector de Gas y Energía (G&E) desarrolla actividades de procesamiento, transporte y comercialización de gas natural. Siendo responsable por la generación y venta de energía eléctrica de Petrobrás en el exterior (a 2004 ya operaba en Argentina y Bolivia).

Para tener un idea bien clara de la actuación transfronteriza de Petrobrás, es bueno observar en su Plan Estratégico “PETROBRAS 2015” (de mayo de 2004), que parte de las premisas para “Estrategias de Negocios – Internacional” son:

- Buscar el liderazgo como empresa integrada de energía en América latina;
- Ampliar las áreas de enfoque de PETROBRAS a través de negocios que contribuyan al crecimiento y diversificación del portafolio;
- Acelerar la monetización de las reservas de gas natural y
- Internacionalizar y valorizar la marca PETROBRAS.

5.1.2 PDVSA

PDVSA (empresa estatal venezolana de petróleo) ha demostrado al mundo una merecida confianza a nivel global como suministrador confiable de grandes volúmenes de hidrocarburos. Durante más de 80 años ha sido un proveedor seguro y confiable en los mercados mundiales de hidrocarburos.

Actualmente sus niveles de interrelación con el entorno internacional, se refieren a las asociaciones estratégicas dentro del país, principalmente en la Faja del Orinoco, la exploración a riesgo, convenios operativos, empresas mixtas y esquema de ganancias compartidas. Otro esquema se centra en las exportaciones de crudo y sus derivados al mundo, y la categoría final, queda establecida con las compañías que adquirió PDVSA en el exterior, como fprma de afianzar su imagen ante los ojos de las naciones. Ejemplo de esto último son la filial CITGO Petroleum en EEUU, y las refinerías de la Ruhr Oel en Alemania, Nynas en Suecia y Bélgica e Isla en Curazao, entre otros activos.

En lo específico fundamentalmente en tiempos actuales, PDVSA se proyecta como un gran agente integrador en América del Sur, pues además de todo está buscando ampliar sus mercados a través de negocios en la región. De hecho se debe tomar en cuenta la capacidad de esta empresa para la Integración Energética latinoamericana.

Es interesante observar que "El Plan de Negocio 2004-2009" de PDVSA, estima inversiones por el orden de los 37 millones de dólares, lo cual representa el 35% del total requerido por el sector de petróleo y gas en América Latina. Este plan considera las propuestas de Venezuela con respecto a Petro-Caribe, Petro-Sur y Petro-Andina, en el marco de la iniciativa de Petro-América, con el objetivo de integrar los esfuerzos de empresas estatales en áreas tales como desarrollo de infraestructura, refinación conjunta y coordinación del suministro de hidrocarburos en la región.

De hecho, debe mencionarse la existencia de 14 convenios en materia de petróleo, gas y

petroquímica entre PDVSA y Petrobrás (visando la iniciativa de Petrosur). Tales convenios pretenden consolidar la participación de Petrobrás como socio de PDVSA en asociaciones estratégicas en las áreas de explotación de gas y crudo, tales como:

- en el Bloque 5 de Plataforma Deltana y en el Golfo de Venezuela, con lo cual se concretaría el polo de desarrollo gasífero del país.
- desarrollo conjunto del Proyecto Mariscal Sucre y la Faja Petrolífera del Orinoco;
- negocios y actividades de cooperación en el área de producción y distribución de lubricantes;
- cooperación en el área de refinación, comercio y transporte marítimo;
- colaboración científica y capacitación de personal.
- la factibilidad de construcción de una refinería de petróleo en Brasil, diseñada para procesar crudos venezolanos y brasileños.

5.2 AGENTES PRIVADOS

5.2.1 REPSOL-YPF

Repsol YPF es una empresa internacional integrada de petróleo y gas, con presencia en más de 25 países y es líder en España y Argentina. Es una de las diez mayores petroleras privadas del mundo y la mayor compañía privada energética en Latinoamérica en término de activos. Esta comprometida a potenciar la participación de los accionistas en las decisiones empresariales y aumentar la seguridad del inversor.

En su estrategia de expansión, Repsol YPF tiende a tener un crecimiento rentable. Está avocado a ser líder en los negocios y áreas geográficas en las que concentra su actividad y en las que cuenta con ventajas competitivas y mayor capacidad de crecimiento.

Repsol YPF tiene una producción de hidrocarburos de más de un millón de barriles equivalentes de petróleo día y sus reservas de crudo y gas superan los 5.000 millones de barriles equivalentes de petróleo. Sus reservas están localizadas, fundamentalmente, en Latinoamérica y en el Norte de África.

Hoy por hoy la capacidad de refino de Repsol YPF es de más de 1,2 millones de barriles por día. Opera nueve refinerías, cinco en España, tres en Argentina y una en Perú. Además, posee participaciones en otra refinería en Argentina y dos en Brasil. La actividad química de Repsol YPF se lleva a cabo, fundamentalmente, en cinco complejos industriales, tres de ellos ubicados en España y dos en Argentina. Los mercados más importantes son el sur de Europa y los países del MERCOSUR. Este negocio, que cuenta con un alto nivel de integración con el refino y con la producción de gas natural, dispone de tecnología propia en productos de alto valor añadido.

5.3 AGENTES FINANCIADORES

Al tratar de integración energética sudamericana, dadas las características típicas del continente, es importante identificar los fundamentos relativos a la financiación de Proyectos en el Sector Energético. Puesto que el financiador y sus instrumentos de inversión es clave en la implementación de la infraestructura, más aún cuando se trata de la Industria Energética para la integración.

Normalmente, el financiamiento energético implica en la participación de varios actores inversionistas. Los principales proyectos en el sector energético tratan de lograr el financiamiento a través de la colocación de cada riesgo al actor (involucrado) que mejor se posiciona para asumirlo. Lo que presupone la existencia de un marco regulatorio que permita a las partes identificar, distribuir o asumir riesgos a aquellos actores que más eficientemente puedan valorar y evitar dichos riesgos. Partiéndose por ejemplo, de la seguridad de una fuente de energía como gas natural y un comprador del producto como la electricidad (generadores eléctricos, etc.).

En mercados maduros, y principalmente con grandes volúmenes de energía en juego, se pueden

concebir y estructurar proyectos donde el “comprador” sea el mercado, sin una relación contractual.

El grado de financiabilidad tiene muchos elementos que entran en juego, así como los flujos de caja, la reputación de los patrocinadores, una capacidad financiera de todos los participantes con un valor residual del activo y de las garantías, sin embargo tienen que tomarse varios factores analíticos para un financiamiento capaz de no atraer sorpresas desagradables, de esta manera se ve que los análisis de las garantías tienen como base principal la solidez contractual dependiendo de los dos factores fundamentales como la seguridad jurídica y a seguridad contractual.

La seguridad Jurídica contempla todo un histórico de cambios en la jurisdicción, disponiendo seguros de riesgo político, mitigación del riesgo a través del involucro gubernamental, con disponibilidad de mecanismos seguros y rápidos de ejecución de los derechos. En el campo de la seguridad contractual, los recursos rápidos y ejecución de obligaciones a través de la justicia son los fundamentos principales junto con un claro marco de prioridades preñadas y particularidades en proyectos internacionales.

Para ilustrar mejor el proceso de financiamiento en la Industria Energética, en el diagrama 1 se puede observar todos los factores y actores involucrados en tal proceso, y teniendo como centro de referencia a una Empresa de propósito específico.

Un proyecto de financiamiento es óptimo cuando tiene las ventajas en los sectores institucionales, de la banca privada, agencias de crédito a la exportación, mercados de capital y, fondos de capital-riesgo. Ello, con los debidos costos de financiamiento, que refleja su calidad intrínseca de manera independiente de los socios y el entorno. Todo bajo los plazos que dependen de los flujos de caja que permiten en muchos casos financiar en países donde el mercado de crédito bancario no da plazos y/o recursos, con un profundo análisis de riesgo bancario como forma de revalidar la viabilidad del proyecto para los socios que evalúan directamente los riesgos potenciales.

Sin embargo también hay desventajas inherentes, las cuales deben ser mencionadas, como por ejemplo: consecuencias en que los costos son poco más elevados con gastos legales; profesionales con dependencia en el marco regulador y; con un ingreso diferenciado al considerar el “Riesgo País”. Se intuye entonces una revisión contractual profunda y un análisis completo legal y financiero, lo que requiere de tiempo con un fuerte compromiso de los socios en el trabajo con los Bancos.

Existen instituciones de financiamiento, como por ejemplo la CAF (que es multilateral y supranacional), exclusivamente latinoamericana, cuya calificación de riesgo es “grado de inversión”. Donde el financiamiento de la CAF es obtenido en los mercados de capital y presta múltiples servicios bancarios, haciendo de puente entre los mercados financieros internacionales y latinoamericanos.

5.3.1 Corporación Andina de Fomento - CAF

La CAF promueve el desarrollo sostenible y la integración regional, mediante una eficiente movilización de recursos para la prestación oportuna de servicios financieros múltiples, de alto valor agregado, a clientes de los sectores público y privado de los países accionistas. Es una institución financiera competitiva, orientada a las necesidades sociales de cada región.

La CAF como institución financiera multilateral y supranacional exclusivamente latinoamericana, como ya mencionado tiene su propia calificación de riesgo: “grado de inversión” con financiamiento obtenido en los mercados de capital. Presta múltiples servicios bancarios y sirve como puente entre los mercados financieros internacionales y latinoamericanos. Su composición puede verse en la Figura 2.

5.3.2 Banco Interamericano de Desarrollo – BID

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), institución financiera regional creada en 1959 con sede en Washington D.C., tiene por objeto contribuir al progreso económico y social de América Latina y del Caribe mediante la canalización de su capital propio, de recursos obtenidos en el mercado financiero y de otros fondos bajo su administración para financiar el desarrollo en los países

prestarios; complementar las inversiones privadas; y proveer asistencia técnica para la preparación, financiación y ejecución de proyectos y programas de desarrollo. El BID cuenta hoy con 46 miembros, entre países regionales y extra regionales.

Las operaciones del BID enfatizaron, en el pasado, los sectores de producción agrícola y manufacturera; de infraestructura física, como energía y transportes; y los sectores sociales, incluida la sanidad, la educación, el desarrollo urbano y ambiental. Actualmente, el Banco ha venido priorizando proyectos para la reducción de la pobreza y la promoción de igualdad social, modernización del Estado, integración regional y medio ambiente. Además de los recursos del capital ordinario, el Banco posee también un Fondo de Operaciones Especiales (FOE), que ofrece préstamos concesionales para países con menor desarrollo relativo. En 1995, el BID ha abierto una "ventana" que permite la concesión de préstamos directamente al sector privado, sin garantías gubernamentales.

5.3.3 Banco Mundial – ALC

El Banco Mundial a través del programa de energía de ALC (América Latina y Caribe), se propone apoyar a los clientes del Banco con el suministro eficiente y limpio de los servicios de energía. El programa busca fomentar una mayor eficiencia y diversidad en el suministro de servicios energéticos, mediante el establecimiento de estructuras que maximicen la esfera de acción de la competencia y mediante el desarrollo de regímenes regulatorios que provean incentivos adecuados para generar inversiones a gran escala, al tiempo que protejan los intereses de los contribuyentes tributarios. El programa también pretende, por un lado, que la población pobre tenga mayor acceso a los servicios de energía y, por otro, que haya una reducción de los impactos adversos del uso de energía en el medio ambiente. Las actividades incluyen proyectos sobre electrificación rural, recursos renovables y eficiencia energética que tienen que ver con los efectos locales y globales de la contaminación del aire, causada por el uso de energía.

La unidad ALC del BM, usa una variedad de instrumentos para alcanzar estas metas, incluyendo préstamos convencionales, complementados por préstamos de programa adaptable, préstamos de asistencia técnica, operaciones de garantía y servicios independientes de asesoría. El Departamento también se apoya en una variedad de mecanismos de donación para sustentar sus programas, como son el "Mecanismo de Financiamiento Global para el Medio Ambiente ("GEF")", el "Programa de Asistencia Gerencial del Sector Energético", fondos fiduciarios bilaterales y colaboraciones con instituciones privadas o multilaterales.

El enfoque evolutivo de la unidad de energía se basa en la combinación de destrezas que poseen sus integrantes. La ALC aparte de los ingenieros especialistas en energía y de los economistas de energía, hay especialistas en la reestructuración y la regulación del sector, energía rural y renovable y eficiencia energética. Además de ello impone su capacidad para asistir a los clientes con reformas institucionales, desarrollar inversiones para mejorar el acceso rural y tratar los impactos adversos del uso de energía en el medio ambiente.

5.3.4 Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata - FONPLATA

El FONPLATA conformado por los países de la Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay tiene el objetivo de apoyar técnica y financieramente a las iniciativas de desarrollo armónico e integración en el ámbito de los miembros de la Cuenca del Plata. Fue creado para actuar como el órgano financiero del Tratado de la Cuenca del Plata, con el objeto de financiar, dentro de los términos del Artículo 1º del Tratado, la realización de estudios, proyectos, programas y obras, tendientes a promover el desarrollo armónico y la integración física de la Cuenca del Plata, destinando a tales efectos sus recursos propios y los que gestione y obtenga de otras fuentes de financiamiento.

6. ALTERNATIVAS DE PARTICIPACIÓN EN CADA PAÍS EN PARTICULAR

Al tocar el tema de Integración Energética en toda la América del Sur, se hace evidente que la existencia de infraestructura energética transfronteriza define caminos pragmáticos en la región. Ello significa que además de Bloques conjuntos hay subregiones menores y relaciones binacionales que se concretizan naturalmente. Pero cuando miramos a Sudamérica en toda su geografía de naciones, es interesante notar que se debe hacer un análisis visualizando espacialmente a Bolivia como una referencia física evidente, ya que será un punto de referencia por la posición geográfica que dicho país representa y como bisagra entre los dos ejes de integración MERCOSUR y CAN.

6.1 BOLIVIA

El reto de una integración eléctrica y gasífera, simultáneas y complementarias como un gran negocio integral, ofrece a los países de la CAN y al MERCOSUR oportunidades para la ampliación de mercados, el logro de economías de escala, y la consolidación de las subregiones como un área con propósitos de desarrollo comunes. Su posición geográfica y las reformas estructurales en su economía han consolidado a Bolivia con grandes posibilidades de ser el Núcleo Virtual de Distribución del Cono Sur. Los recursos energéticos que dispone podrían definir a Bolivia también en el Núcleo Productor del Cono Sur. Las acciones de integración energética y las inversiones en el desarrollo de infraestructura de transporte incrementaran en un futuro bien próximo la capacidad exportadora del país. Por sus importantes reservas y ubicación geográfica, Bolivia tiene la posibilidad de convertirse en el principal exportador en Sudamérica hacia 2010. Y aún así las reservas remanentes abastecerían el mercado interno durante los próximos 200 años adicionales.

El Gas Natural boliviano, debe necesariamente encontrar su monetización en la exportación, inclusive industrializado, ya que internamente los costos de la infraestructura para su completo aprovechamiento son prohibitivos, puesto que la actividad socioeconómica interna (mismo que triplicada) no permite la economía de escala mínima necesaria. Ello justifica estrategias de integración regional que por la situación de bisagra del país, cualquiera fuera el modelo de mercado, viabilizarían el ingreso de divisas fuertes. En ese sentido, es importante observar que la integración de mercados energéticos va más allá de una interconexión física de sistemas eléctricos, pues, busca un mismo entorno técnico, económico y regulatorio, para lograr eficiencia en la utilización de recursos e infraestructura existente. Ello presupone la armonización de marcos regulatorios y de aspectos técnicos de la operación, y la coordinación de aspectos económicos derivados del proceso.

La actividad hidrocarburífera en Bolivia se encuentra actualmente centrada en el negocio del gas, particularmente en lo concerniente a la exportación de este energético y a constituir a Bolivia como el referencial energético en el Cono Sur. Por ello, la búsqueda de mercados para vender este recurso abundante en Bolivia, es el estímulo de mediano y largo plazo para desarrollar este sector, pero cabe señalar, que la mejor manera de explotar este energético es generando valor agregado, instalando plantas en el país de conversión a líquidos, petroquímicas, termoeléctricas, etc. Queda claro, sin embargo, que ello tiene y debe hacerse en asociación a los mercados que permitan escala, como lo es por ejemplo el Brasil.

El caso de exportación de energía eléctrica por ejemplo, es fundamental, ya que las plantas termoeléctricas que se instalen en Bolivia generarían inversión, empleo y recursos al estado boliviano por concepto de impuestos. En este mismo sentido, otro proyecto importante y que está actualmente en consideración es el de conversión de gas natural a combustibles líquidos (GTL), mediante el cual se pretende instalar una planta de transformación de gas natural a otro tipo de energéticos, por ejemplo diesel o gasolina, generando además agua y electricidad. Otros proyectos están relacionados con el gas natural licuado (GNL) y la planta petroquímica.

Mientras más se desarrolla una industria se torna cada vez más importante la transmisión o transporte de electricidad, ya que es el nexo entre la generación y la distribución. Se debe tener claro que la electricidad no puede ser almacenada, por lo que la cantidad ofertada debe ser en todo momento

igual a la cantidad demandada, de lo contrario se presentaría problemas en el abastecimiento a los usuarios finales, Para que esto sea posible las líneas de transmisión deben estar en condiciones óptimas y tener la capacidad mínima requerida para abastecer al mercado eléctrico.

Una vez demostrado cuantitativamente que están cubiertas las necesidades nacionales de energía eléctrica, Bolivia puede orientar sus esfuerzos a la exportación. De lejos, Brasil es un potencial comprador a largo plazo muy importante. Bolivia cuenta con cuantiosas reservas de gas natural que pueden ser utilizadas para alimentar plantas de generación termoeléctrica orientadas a la exportación de energía, por ejemplo al Paraguay, tal que le permita a ese país exportar más hidroelectricidad al Brasil, también Bolivia presenta un potencial hidráulico muy grande el cuál se debe aprovechar también.

Por otra parte, la capacidad instalada de generación en el SIN, excede las necesidades actuales en el Sistema (ver figura 5). El aprovechamiento de esta capacidad no utilizada en el logro de mayor cobertura eléctrica también es un aspecto importante de política energética. De la misma manera, debe ser prioridad de política el hacer uso de esta capacidad ociosa evitando la importación de energía eléctrica cuando el país tiene condiciones de suministrar la energía con sus propios recursos y agregando valor a los insumos que la producen. Los dos puntos requieren de una política orientada a la ampliación de las redes de transmisión, que permita el aprovechamiento de la capacidad instalada.

Bolivia, a 2005 luego de mas de dos años de incertidumbre que paso, primero (en octubre de 2003) por la renuncia del presidente electo y, posterior renuncia del vicepresidente que había asumido (en junio de 2005) y, todo eso por presión popular. Pasó también por un referéndum que en 2004 determina cambios en la Ley de hidrocarburos vigente con la determinación de que la explotación de hidrocarburos debería dejar 50% de forma impositiva (impuestos y/o regalías). Así, en mayo de 2005 fue sancionada la nueva Ley de hidrocarburos y reglamentada un mes después. Todo ello determina un nuevo estatus en la industria energética boliviana, puesto que la nueva Ley incluye la refundación de la estatal YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos). Cabe mencionar que en el caso eléctrico, no hubo ni hay ningún cambio, siendo que el modelo inicial se fortalece siempre y en términos del mercado definido por el sistema interconectado, hoy con capacidad instalada superior al doble de la necesaria (ver Fig. 5).

6.2 BRASIL

En los años 90, Brasil decidió flexibilizar el monopolio energético. Para eso, por ejemplo, creó la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) que es una autarquía que integra la Administración Pública Federal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Tiene por finalidad promover la regulación, contratación y fiscalización de las actividades económicas que componen la industria del petróleo, bajo lo establecido en la Ley 9.478 de 1997, ya reglamentada, y en las directrices emanadas del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y de acuerdo a los intereses del País.

Una de las actividades más importantes de la industria de petróleo y gas natural brasileña involucra su exploración, desarrollo y producción, las que se detallan en la referida Ley 9.478, donde se destacan que estas actividades se ejercerán mediante contratos de concesión, precedidos de licitación. También enfatiza que la concesión implica para el concesionario, la obligación de explorar por su cuenta y riesgo y en el caso de tener éxito, producir petróleo o gas natural en determinada área, otorgándosele la propiedad de estos bienes, después de extraídos, con la carga referente al pago de los tributos que incidan y de las participaciones legales de los contratos correspondientes.

La política de flexibilización del monopolio del petróleo comenzó a partir de 1988 - año de la aprobación de la Ley del Petróleo por el Congreso Nacional - y con la constitución de la ANP en 1998. Después de esto, han sido descubiertos 75 pozos por PETROBRAS en 1998, 58 también por PETROBRAS en 1999. Otros 50 en 2000, sendo 47 por PETROBRAS y los 3 restantes con su asociada y en 2001, 117 nuevos descubrimientos, de los cuales 86 son de PETROBRAS, 30 en asociación y 1 único sin la participación de esta estatal.

Muchas de esas áreas continúan siendo exploradas por PETROBRÁS en asociación estratégica con Chevron, Texaco, TotalFinaElf, Exxon Mobil, BP, El Paso, Unocal, Partex, Statoil y Shell. Se destacan los descubrimientos de gas en las Cuencas de Camamu, Bahia y del Amazonas, y de petróleo en dos bloques de la Cuenca de Campos, Río de Janeiro. Están en fase de evaluación otras 25 nuevas áreas notificadas. Se prevé que a varias de ellas se las declare comercialmente viables próximamente.

Otro aspecto importante es que se ha dado mucho énfasis a la exploración de petróleo y no el debido a la refinación. Por eso se espera que en los próximos años, Brasil sea autosuficiente en la producción, pero podrá ser deficitario en la refinación. Por lo tanto será importante priorizar también la refinación de petróleo a corto plazo a través de una reglamentación que proporcione condiciones claras de competencia de tal forma que, si no hubiera interés del inversionista privado, eso deberá hacer parte de la planificación estratégica del gobierno - accionista mayoritario de PETROBRAS- y priorizar inversiones en esta actividad, para atender las necesidades del mercado doméstico.

El sector gasífero en Brasil ha consolidado su importancia en la matriz energética a través de la implementación del gasoducto Bolivia- Brasil en el año 2000, lo que ha sido uno de los principales marcos de la integración energética regional, la que debe ser una prioridad para América del Sur. El suministro para el año 2001 fue de 51% de producción doméstica y 49 % de gas natural de Bolivia.

El CCPE – Comité Coordinador de la Planificación de la Expansión de los Sistema Eléctricos del Ministerio de Minas y Energía, ha desarrollado 4 perspectivas que asocian aspectos macroeconómicos con el de mercado de energía en el período 2004-2010.

Escenario A: elevada demanda con equilibrio y diversificación de la oferta. El mercado de energía se caracteriza por un crecimiento alto del consumo y moderada racionalización en su uso, con una distribución regional más desconcentrada y una cierta pérdida de participación del segmento industrial en la estructura de consumo a favor del sector de servicios. Del lado de la oferta de energía eléctrica se observa una elevada expansión y por lo tanto un riesgo de déficit bajo, complementada por una moderada utilización de otras fuentes de energía substituyendo a la electricidad en el uso final.

Escenario B: demanda y oferta con crecimiento moderado en un contexto de consolidación de la reestructuración del sector eléctrico brasileño. El mercado de energía eléctrica se caracteriza por un crecimiento moderado del consumo con fuerte racionalización de su uso, distribución regional todavía más concentrada y mantenimiento de la estructura de consumo por segmento, combinado a una mediana expansión de la oferta de energía eléctrica, con creciente participación del gas natural en substitución a la electricidad en el uso final.

Escenario C: Demanda y oferta altas con inversiones y control del Estado. El mercado de energía eléctrica presenta un elevado consumo y moderada racionalización en su uso, distribución regional del consumo más desconcentrada y aumento del consumo residencial y de los sectores agropecuario y de servicios, combinado a un gran aumento de la oferta de energía eléctrica liderada por el sector público y una moderada utilización del gas natural como energético.

Escenario D: Demanda y oferta con crecimiento reducido y control del Estado. El mercado de energía eléctrica está marcado por un bajo crecimiento del consumo con moderada racionalización en su uso, pequeña concentración regional y mantenimiento de la estructura sectorial de consumo combinado a una pequeña expansión de la oferta de energía eléctrica con participación poco expresiva del gas natural como fuente primaria de energía.

Es importante enfatizar que además de las cuestiones internacionales colocadas en las incertidumbres a corto plazo, como las consecuencias de la guerra contra el terrorismo, desempeño de las economías norteamericana, europea y japonesa y de la crisis argentina, aparecen a medio y largo plazo puntos relevantes como el desarrollo de las economías sudamericanas, la evolución del MERCOSUR, CAN, de ALCA y de otros bloques económicos, los avances de las negociaciones en la Organización Mundial del Comercio y la evolución de la hegemonía mundial.

Con estos escenarios y consideraciones es posible organizar un cuadro como el de la tabla 1. La perspectiva de expansión de la capacidad instalada de generación se muestra en el cuadro 1. Donde

se observa una pequeña participación de las fuentes alternativas de energía, la importante participación de cerca del 15% de la generación termoeléctrica a gas natural y de 3,5 % de importación de energía de países vecinos hasta el año 2010.

6.3 PARAGUAY

El mercado energético de Paraguay presenta situaciones diferentes en los subsectores energía eléctrica, hidrocarburos líquidos (incluyendo GLP) y gas natural, considerando el grado de participación del Estado en las actividades industriales de estos subsectores. Se podría decir que se tiene una situación con fuerte participación del Estado (casi monopólica) en el subsector eléctrico, un marco con moderada participación del Estado en el caso de hidrocarburos líquidos y, finalmente, una situación incipiente pero totalmente abierta al sector privado en el caso del gas natural.

En el subsector electricidad, el más importante desde el punto de vista de producción nacional de energía, se caracteriza por la presencia del Estado en todas las actividades de la industria, por intermedio de la empresa estatal ANDE. Las centrales hidroeléctricas binacionales tienen como socios del capital integrado, por parte del Estado paraguayo, a dicha empresa estatal. Como la ANDE posee el monopolio del servicio público de electricidad en el territorio nacional y tiene preferencia para el uso de recursos hídricos, existe la posibilidad de producción termoeléctrica independiente, la cogeneración para autoconsumo o para venta a la ANDE y la generación con las nuevas energías. Así la generación para fines de exportación, como hay normativa legal, conlleva una inseguridad jurídica desfavorable para las inversiones.

En el subsector hidrocarburos líquidos, la empresa petrolera estatal (PETROPAR) solamente hace la compra/venta del diesel oil, que importa principalmente de Argentina. Pudiendo venderse combustible a PETROPAR, participando de los procesos licitatorios correspondientes.

En el subsector gas natural, Paraguay analiza la posibilidad de construir un gasoducto que pase por su territorio, el cuál transportaría gas natural boliviano (y posteriormente paraguayo) para: abastecer el mercado potencial interno (cerca de 1,2 millones de metros cúbicos diarios); abastecer algunas centrales termoeléctricas para abastecimiento interno (ANDE puede pagar entre 20 a 22 US\$/MWh); y, abastecer el mercado transfronterizo de Brasil (Paraná, Mato Grosso do Sul) y Argentina (Misiones, Corrientes y Formosa).

En el aspecto eléctrico, Paraguay es el que tiene los volúmenes mas grandes cuanto a intercambios transfronterizos, pues hace mucho posee junto con Brasil la central hidroeléctrica de Itaipu una de las mas grandes del mundo. Mas recientemente y junto con Argentina controlan Yacireta, otra hidroeléctrica de grande porte de la industria eléctrica transfronteriza.

En ese sentido, es importante indicar que el parque generador paraguayo está formado actualmente por las Centrales Hidroeléctricas de Itaipu y Yacyretá, ambas binacionales. Completan el sistema la Hidroeléctrica Acaray 210 MW y Térmicas que suman 6,1 MW. La Central Hidroeléctrica de Itaipu, construida por Paraguay y Brasil sobre el río Paraná, posee una potencia instalada de 12.600 MW. La Central Hidroeléctrica de Yacyretá, construida por Paraguay y Argentina sobre el río Paraná, posee una potencia instalada de 3.200 MW

6.4 ARGENTINA

La Argentina está saliendo de una profunda crisis y aún no ha esbozado con claridad la estrategia que ha de seguir para encontrar un modelo de crecimiento económico, sostenible, que le permita sanear sus finanzas. El Estado ya no puede recurrir fácilmente al crédito internacional y existen fundadas dudas sobre las posibilidades de recuperación del sistema financiero local para contribuir al desarrollo de la infraestructura de servicios.

La ley de Marco Regulatorio de Gas Natural determina que las importaciones están autorizadas

sin aprobación previa del Estado y las exportaciones deberán ser autorizadas siempre que no afecten el abastecimiento interno. Por ello para la exportación se debe considerar: si hay inversiones en exploración y explotación; las reservas de gas natural en relación al consumo interno y las ventas externas; y, el agotamiento del recurso a nivel regional global.

A partir del año 2001, se estableció un procedimiento para la aprobación automática de las exportaciones de gas natural. Tal procedimiento implica en cumplir: que el índice de reposición de reservas de gas natural sea igual o mayor a cero; o, que la relación reservas/producción, excluyendo los volúmenes reinyectados sea igual o mayor a 12 años. Donde no están determinadas claramente las obligaciones de los exportadores en el desarrollo de reservas.

La aguda crisis en la que ingresó la Argentina en los últimos años, detuvo el acelerado ciclo de expansión basado en criterios de mercado, con operadores internacionales focalizados en búsqueda de rendimientos de corto plazo y gran movilidad en el destino de sus inversiones. No obstante, las secuelas con Chile y Uruguay, está el hecho concreto de la integración (con inversión factual en la red física transfronteriza), donde lo que queda es que a cada actor participante le cabe la responsabilidad de negociar y mantener un nivel de desarrollo de reservas, compatible con las necesidades de la región.

En la Argentina, actualmente la inversión es un determinante crítico, y de hecho en la región, y en el mediano plazo, comprometer recursos a largo plazo en obras de infraestructura, solamente se otorgaran a inversores con verdaderos intereses permanentes en la región. Que en todo caso vislumbren la capacidad de crecimiento del MERCOSUR.

En la cuestión eléctrica argentina, la autoridad técnica en la operación del sistema es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), que además de hacer las liquidaciones mensuales de cobros y pagos de los agentes, tiene a su cargo el despacho de cargas y asesora al Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) en los estudios de transporte en la red de alta tensión.

La reforma del sistema eléctrico argentino introdujo la competencia en el mercado mayorista. Ello determinó una Industria Eléctrica con desintegración vertical efectiva (con incompatibilidad de funciones). O sea fragmentación de la generación, junto con la partición en tres áreas del principal mercado de distribución y el establecimiento en condiciones transparentes del principio de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución.

Las dificultades provocadas por la crisis energética en la Argentina, limitaron a las necesidades de expansión del sistema de gasoductos troncales y de incrementar la capacidad de transporte de energía eléctrica. Con todos los esfuerzos poco o nada se ha conseguido para incrementar la producción de gas (fundamentalmente por falta de inversión) como se observa con la Figura 6.

6.5 CHILE

Chile inició reformas económicas y particularmente en el sector energético, antes mismo que la Argentina y lo hizo de forma rápida y eficiente (en la segunda mitad de los ochenta ya estaban implantadas). A pesar de todo, este proceso también trajo los problemas propios de una transición de un sistema de administración fiscal a uno en el que opera un modelo de libre mercado. La industria eléctrica, se opera en los moldes de la libre competencia y transparencia en la información sectorial. Por ello existen clientes con precio libre y negociado con las generadoras del sector, dentro del proceso de fijación de precios de nudo efectuado por la autoridad reguladora. De hecho el regulador fija para tales precios, una banda que no difiera en más de un 5% del promedio de estos precios libres. También queda claro que tales condiciones de libre competencia y de transparencia del mercado eléctrico, se dan dentro de una separación de los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en actividades independientes y de un manejo abierto de la información, para las empresas, los consumidores, la autoridad y los inversionistas.

En este contexto las alternativas de inversión están en la generación, donde la regulación

permite la conexión de nuevas unidades al sistema apenas avisando con antelación al centro de despacho de carga respectivo. La producción independiente se restringe a las centrales térmicas o no convencionales, puesto que la generación hídrica es de la principal empresa generadora del sistema.

Chile, desarrollo con Argentina una buena infraestructura de integración energética, pero los acontecimientos de los recientes años debido a la crisis Argentina esa alternativa entro en baja credibilidad. Ello fue, fundamentalmente a partir del problema de suministro de gas natural desde Argentina, que afecto también al Uruguay. La opción real actual para garantizar el suministro de gas natural se encuentra en los acuerdos bilaterales que Chile pueda realizar con Perú o con Bolivia.

La historia de la integración energética y por tanto de los negocios transfronterizos de energía, en Chile se da a través del gas natural. El mercado Gasífero comienza en el año 1997 con la puesta en marcha del gasoducto de interconexión Chile – Argentina, que provee de gas natural a la zona Central de Chile. Se trata del primero formado íntegramente por empresas privadas y construido bajo el régimen de concesiones. GasAndes se conecta al gasoducto argentino Centro-Oeste de la empresa Transportadora del Gas del Norte (TGN) en el sector de La Mora en Mendoza, la que trae gas desde la Cuenca Neuquina. Actualmente, GasAndes transporta gas para tres centrales termoeléctricas de ciclo combinado y para la compañía distribuidora de Santiago, METROGAS S.A. quién además, lo vende a las distribuidoras de la V Región y a la Refinería de Petróleo de Concón. El traslado desde el City Gate de GasAndes hasta la V Región - donde se localizan las centrales-lo realiza independientemente la empresa transportista Electrogas S.A., cuyo gasoducto entró en operación en 1998.

Así fueron desarrollándose otros proyectos y se han puesto en operación gasoductos transfronterizos al norte del país, como el Gasoducto Norandino y el Gas Atacama (provenientes de la Cuenca Noroeste Argentina), para centrales de ciclo combinado (en la II Región), centros mineros e industriales. Otros gasoductos transfronterizos se instalan al sur, como el Gasoducto del Pacífico y, una nueva conexión desde la Cuenca Neuquina hasta la VIII Región de Chile (para distribuidoras industriales y residenciales).

La capacidad eléctrica instalada alcanza a 10.200 MW, distribuida en 4 sistemas eléctricos que abastecen la demanda nacional. La tabla 2 muestra la distribución de la potencia instalada en los sistemas eléctricos chilenos.

Es bueno destacar que recientemente, sino siempre, Chile en la busca por garantizar el suministro energético a futuro, estableció normativa para la inversión orientada al desarrollo geotérmico. Específicamente, se trata del proyecto Calabozo para una capacidad de 300 MW que será desarrollada en 3 etapas entre el 2011 y el 2013.

Es interesante comentar que una solución regional de integración energética amarrada a la estabilidad política y a soluciones sustentables transfronterizas, daría a Chile la seguridad energética necesaria a medio y largo plazo. Ello se hace mas evidente, al observar el escenario de desarrollo económico normal chileno, donde la situación de los grandes proyectos mineros está en riesgo de desabastecimiento de energía eléctrica.

6.6 PERÚ

La industria energética en el Perú tiene un alto contenido de hidrocarburos, principalmente porque la demanda energética primaria alcanza un 78.4% en el uso de este insumo. Eso queda corroborado a futuro pues se estima que en los próximos años llegue a 81.1%. Con este valor preponderante para los hidrocarburos, mismo tomando en cuenta la oferta interna a partir del proyecto del gas de Camisea, en su conjunto el Perú seguirá importando energía y puede ser considerado un importador neto. A pesar de eso, el Perú posee recursos energéticos potenciales internos que desarrollar, lo que determinaría en el futuro necesidad de inversión tanto en el sector hidrocarburos como en el sector de electricidad.

Las estimaciones del Ministerio de Energía y Minas señalan la posibilidad de un incremento

importante de reservas petroleras en los próximos 10 años. Esta posibilidad podría darse si se aceleran las inversiones en exploración particularmente en las cuencas donde hay muy poca o ninguna exploración (como son: Talara, Sechura, Salaverry, Pisco y Mollendo).

De hecho, Camisea ha abierto expectativas de mayores descubrimientos de gas en las áreas cercanas. Como la demanda prevista de gas para el Perú es relativamente baja frente a las reservas descubiertas en Camisea, existe la necesidad de monetizar lo ya descubierto y por ello es interesante encontrar mayores reservas de gas, para justificar los negocios de exportación: Hunt Oil y SK Corporation, socios del consorcio Camisea, están desarrollando el proyecto de exportación del gas a la Costa Oeste de Norteamérica (México y Estados Unidos); y para satisfacer ésta demanda en el largo plazo (30 años), es necesario seguir buscando fuentes alternativas de gas, ya que el mercado de exportación puede ser mucho mayor de lo previsto, como el mercado chileno. Además de todo, el gas de Camisea contiene un volumen importante de condensados, cuyo alto valor hace posible una explotación económica aunque los volúmenes de gas a exportar no sean apreciables.

Perú podría ver cambiar su matriz energética a mediano plazo como efecto de su aprovechamiento del gas natural. Si bien en la actualidad el uso del gas natural como combustible es bajo, la explotación de Camisea y la construcción del gasoducto a Lima involucran cuantiosas inversiones. El abastecimiento de gas al mercado de Lima permitirá la substitución de fuel oil en la generación eléctrica y en la industria, el diesel oil y la gasolina usados en el transporte público y posiblemente a mediano plazo el Gas Licuado de Petróleo (GLP) usado en el sector residencial y comercial. El mercado de Lima no es suficiente, por lo que se están analizando (como mencionado arriba) mercados para la comercialización de Gas Natural Licuado (GNL) en la costa del Pacífico y la instalación de una planta de transformación de *Gas To Liquids* (GTL). Actualmente son las generadoras eléctricas y los grandes consumidores industriales los potenciales clientes. Las mayores posibilidades de desarrollo del mercado están en la costa central del Perú.

Existen además otras oportunidades de inversión básicamente referidas a las refinerías de Petroperú. Sin embargo, el Gobierno aún no define cómo desea promover la inversión privada. Dada la tasa actual de crecimiento de la generación eléctrica (5%), cada dos años se requiere de por lo menos 400 MW a 500 MW de nueva potencia instalada en los próximos 10 años. En particular, hoy en día existe la oportunidad de instalar plantas térmicas a gas debido a la disponibilidad del gas de Camisea. Es más, Distriluz, la empresa distribuidora que cubre la zona norte y centro del Perú, ha anunciado la intención de compra de hasta 450MW bajo un contrato de largo plazo (8 años). Este crecimiento de la capacidad instalada con plantas térmicas a gas abre una interesante posibilidad de crecer de modo competitivo con plantas térmicas que funcionando bajo ciclo combinado que pueden operar como energía de base.

En la zona norte se encuentra la línea de transmisión de Zorritos Machala (100 km) que permitirá exportar electricidad del Perú a Ecuador. Al mismo tiempo, esa línea sirve para reforzar la capacidad de generación en ésta zona, donde de hecho se cuenta con gas natural cuyo aprovechamiento sería a través de termoeléctricas con ese insumo.

Perú, con su sistema eléctrico interconectado (SEIN), no cubre todo su territorio, por lo que se destaca la necesidad de productores independientes particularmente en la zona sur oriental del país. En ese sentido, es destacable en dicha zona, el hecho de que la empresa ISA de Colombia, tiene un papel predominante

Las reformas peruanas vienen siendo implementadas recientemente, y el proceso de privatización prácticamente se detuvo con la venta de las distribuidoras de Lima e Ica. El resto de las empresas distribuidoras pertenece actualmente al Estado y el Gobierno no ha establecido si se continuará o no con éste programa. Debido al proceso de descentralización iniciado en el 2003, muchos gobiernos regionales aspiran a administrar estas empresas y, de hecho aun no existe la normativa relativa a la propiedad en este sector.

6.7 URUGUAY

El Uruguay es un país que tiene su industria energética casi totalmente dependiente de fuentes externas. La única fuente propia es la hidroelectricidad que hace muchos años ya ha sido desarrollada totalmente.

A futuro, toda la demanda eléctrica para el desarrollo socioeconómico del país, deberá ser abastecida con energéticos importados tanto para producir internamente como cuando generada para intercambios transfronterizos de los países vecinos. Por eso, se puede afirmar que Uruguay es un país eléctricamente dependiente de fuentes externas.

En el subsector eléctrico la interconexión es mucho más antigua que la del gas, lo que permite analizar históricamente como se han sucedido los flujos entre los dos países que tienen mercados de consumo ya maduros y con alto desarrollo.

En el caso del gas natural la interconexión es muy reciente, los flujos provienen de la Argentina para consumo interno, ya que no existe producción en Uruguay. Además el mercado uruguayo de gas aun está en desarrollando.

Como el potencial hidroenergético en Uruguay ya está totalmente desarrollado, el aumento de la demanda se debe atender con generación térmica, la que también debe respaldar las variaciones de la hidráulicas por razones climáticas.

Las interconexiones transfronterizas con Argentina, tanto de gas como de energía eléctrica, tienen mayor importancia cuando comparadas a aquellas con Brasil. En el caso del gas solamente se tiene un proyecto a futuro de un gasoducto que atravesaría Uruguay hasta llegar al Brasil. En el caso de la electricidad, la capacidad es pequeña (70MW), y la interconexión es Rivera – Livramento.

Cuando se piensa en integración energética, si consolidada en las dimensiones ideales, el sistema eléctrico uruguayo ganaría en fiabilidad, por su menor tamaño relativo con relación a Brasil y Argentina. La integración de los tres mercados, con la interconexión física y los respectivos contratos de compraventa, necesitaría un despacho de carga unificado y común.

En el largo plazo este mercado regional (Uruguay, Argentina, Brasil) no es sostenible en forma cerrada a esos tres actores, no solamente debido a la crisis gasífera de Argentina, sino porque se trata de países en desarrollo. En sentido, el gas boliviano sería vital para el sistema gas natural de esta subregión.

La única actividad libre que hay en el sector es la de generación de energía eléctrica. Los sectores de transporte y distribución en energía eléctrica están ejercidos por monopolios legales a cargo de UTE. En el caso del gas natural están concesionados a consorcios privados. Si bien cabe la posibilidad de participar en estos consorcios, la realidad económica específica limita bastante la participación de otros actores.

En situación de oferta normal desde Argentina, la generación térmica es reemplazada por importación. El sistema del gas natural tiene capacidades instaladas capaces de ingresar al país, sin agregar compresión, entre 3 y 4 millones de metros cúbicos por día. Considerando la bajísima velocidad de penetración al mercado distribuido, se estima una capacidad de transporte disponible de 1.500.000 m³/día en el sur (San José) para alimentar la central de 350/400 MW que está comprando UTE, y en el litoral, Casablanca (Paysandú), capacidad disponible para alimentar otra central de potencia semejante (Gasoducto del Litoral).

Uruguay y Argentina en Salto Grande, tienen un doble vínculo de 500 KV de 1000 MW de capacidad cada uno y que atraviesan el Río Uruguay. Además, está el proyecto futuro de un vínculo eléctrico de 1000 MW entre Salto Grande y Garabí, lo que dejaría interconectados los sistemas eléctricos uruguayo y brasileño.

El denominado Gasoducto del Litoral está conectado con el gasoducto troncal TGN de Argentina que a su vez conecta se conecta al sistema boliviano de gas. En términos de una visión física integracionista, considerando nuevo gasoducto Bolivia – Argentina en proyecto de construcción, Uruguay podría acceder a gas natural de la cuenca neuquina y de las cuencas bolivianas.

6.8 ECUADOR

El Ecuador inicio el proceso de reformas desde principios de la década de los 90. Siendo la ley de Modernización del Estado producida en diciembre de 1993, lo mas significativo de ese proceso. Dicha Ley, entre otras cosas, hace posible la participación del sector privado en la prestación de diferentes servicios públicos, entre ellos el energético. Los logros globales alcanzados se considera que han un poco limitados por diversas causas.

La explotación petrolera que se inició en el año 1925 a cargo e empresas extranjeras, tuvo un importante cambio con la creación de la Corporación Estatal petrolera ecuatoriana – CEPE en 1972, como la entidad encargada de explorar, industrializar y comercializar hidrocarburos. Esta entidad fue paulatinamente absorbiendo todas las actividades mencionadas, de manera que para finales de los 80 controlaba prácticamente la totalidad de las mismas.

La primera y única reforma que se ha implantado en la organización del manejo de la actividad hidrocarburífera se dio en el año 1989, cuando se creo PETROECUADOR en reemplazo de CEPE, conformandose un Holding con tres filiales Petroproducción, Petrocomercial y Petroindustrial. Debe hacerse énfasis que ese proceso mantuvo el carácter de estatal para Petroecuador y sus filiales.

Este cambio organizativo no reflejó una modificación sustancial en la gestión institucional, en la cual se ha apreciado una importante y frecuente rotación de la mayoría de los altos ejecutivos tanto de la matriz como de las filiales. La falta de recursos en PETROECUADOR ha restringido su capacidad de exploración y producción de petróleo, razón por la cual la empresa declinó apreciablemente su producción anual.

A pesar de todo, recientemente PETROECUADOR, a través de una administración mas efectiva, ha podido detener un tanto esta tendencia decreciente y tener visos que se desea modernizar la institución. De todas maneras, la participación privada en las actividades exploratorias, productivas y de exportación, ha crecido apreciablemente, y actualmente son 10 empresas las que actúan en el país.

La posibilidad de reestructurar a la empresa petrolera estatal, permitiendo la participación privada en varias de sus instancias, no es un tema que esté oficializado ni vigente.

La producción interna de gas cubre el 35% de la demanda interna de este combustible, el cual es utilizado básicamente como GLP. La utilización de gas natural asociado (a través de tuberías) ha sido mínima y la proveniente de yacimientos individuales no se la ha explotado. El manejo de la exploración del gas natural no asociado (principalmente para la zona del Golfo de Guayaquil y sus alrededores) se lo ha hecho mediante el otorgamiento de permisos, concesiones o suscripción de contratos con empresas privadas extranjeras, las cuales han tenido resultados poco alentadores en sus gestiones. Existe la posibilidad de utilizar parcialmente al gas natural asociado producido en la amazonía ecuatoriana, a través de la participación de una empresa privada con soporte del Canadá.

Ecuador tiene reservas y capacidad productiva de gas de magnitudes menores, pero que no son explotadas en la actualidad. Se ha descubierto el campo de gas Amistad, con una reserva de 9.8 mil millones de metros cúbicos, que está siendo desarrollado desde una plataforma off shore en el golfo de Guayaquil. A pesar de ello, la actividad de exploración se mantiene incipiente.

En el sector eléctrico es donde se ha introducido una profunda reforma con la expedición en el año 1996 de la denominada Ley de Régimen del Sector Eléctrico – LRSE. Dicha Ley, desvericalizó la industria eléctrica, cuya forma integrada había prevalecido hasta entonces, en la cual el Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL, era órgano regulador, accionista mayoritario en las empresas de distribución y propietario del sistema nacional de generación y transmisión. Luego de expedida la LRSE, INECEL concluyó en 2 años, habiendo encerrado actividades en marzo de 1999.

La LRSE, tiene principios básicos equivalentes a lo establecido en los países latinoamericanos que han emprendido con la reestructuración del. Para visualizar los campos en que la integración energética puede ratificarse, es interesante conocer los principios básicos de la LRSE que son:

- Consagrar que la prestación del servicio eléctrico es una potestad del estado, quien la ejercerá por su propia cuenta o a través de permisos y/o concesiones, según el caso, al sector privado.

- Separar de las funciones regulatorias y normativas de las empresariales y operativas, dejando las primeras a cargo de una institución estatal llamada Consejo nacional de Electrificación - CONELEC y permitiendo que las segundas funciones se manejen a través de empresas sociedades anónimas.
- Posibilitar de participación de la inversión privada, sea adquiriendo las entidades eléctricas actuales o instalando nuevas en el caso de la generación.
- Separar la organización de las diferentes etapas funcionales de la actividad eléctrica en negocios independientes y sometidos a regulaciones propias y específicas.
- Crear un mercado mayorista de energía - MEM, donde los actores de dicho mercado, generadores, distribuidores y grandes clientes, puedan transar libremente sus requerimientos energéticos.
- Conformar empresas de generación con aquellas centrales de propiedad de INCEL.
- Conformar una empresa única de transmisión que brinde servicios de transporte de energía, sin que se convierta en un intermediario entre los productores y consumidores de electricidad.
- Constituir una entidad que administre el MEM, como una corporación sin fines de lucro y conformada por representantes de los generadores, distribuidores, grandes clientes y el transmisor. Esta entidad se denomina Centro nacional de Control de Energía – CENACE.
- Disponer que en MEM, existan dos tipos de transacciones, una ocasional o spot, en la cual, la remuneración a los generadores se la haga horariamente en base al costo marginal de corto plazo; y, la segunda mediante contratos a plazo acordados entre las partes contratantes, cuyas condiciones, incluyendo el precio, son libremente acordados entre aquellas.
- Permitir al libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución a quien lo desee, pagando los valores correspondientes a ser fijados por el CONELEC.
- Fomentar el desarrollo y utilización prioritaria de las energías no convencionales.
- Financiar el desarrollo de la electrificación rural, mediante los recursos del llamado Fondo para la Electrificación Rural y Urbano Marginal – FERUM, constituido por un recargo del 10% a las planillas de los clientes industriales y comerciales.
- Propender a la protección de los aspectos ambientales.
- Transferir las acciones y propiedades de INECEL a un organismo llamado Fondo de Solidaridad, el cual tiene la función de generar recursos para ser invertirlos en obras sociales, utilizando las ganancias que generen las entidades de su propiedad.

6.9 COLOMBIA

Colombia es un país exportador de petróleo y que tiene excedentes de gas, cuyas reservas probadas están disminuyendo debido a que las condiciones exploratorias son de mucho riesgo. Por tanto, al no haber descubrimientos importantes recientes, Colombia dejaría de ser autosuficiente del crudo en pocos años, tanto que cerca de 2008 el país podría verse obligado a importar petróleo. En cuanto al gas, se certifica importantes reservas en la Guajira y los llanos orientales de Colombia, mismo así, se especula con la posibilidad de déficit a partir del año 2006.

Las reservas probadas de crudo y gas de Colombia son pequeñas si se comparan con las de países exportadores como Venezuela o México. En producción de petróleo Colombia es el quinto mayor productor de América Latina, y el cuarto en tamaño de reservas. En gas apenas supera el volumen de reservas de Ecuador y es el sexto productor de América Latina. Lo mas llamativo es que la adición de nuevas reservas de hidrocarburos en Colombia últimamente esta muy precaria.

La industria petrolera del país se caracteriza por su estabilidad en las reglas del juego, y el respeto a la estructura del capital invertido en la industria. Desde 1969 la estrategia escogida por Colombia para atraer inversión extranjera para la exploración y producción de hidrocarburos ha sido el “Contrato de Asociación”. Éste ha sido modificado muchas veces desde su creación, algunas veces

mejorando la situación del Estado, otras la situación de las compañías. Debe destacarse la modificación al contrato de asociación de 1999, cuando se mejoró la rentabilidad del inversionista privado, para incentivar la exploración y explotación de petróleo.

Una característica en el modelo es que el socio y Ecopetrol (a través del contrato de asociación), se distribuyen la producción después de haber pagado regalías, según un factor de rentabilidad (factor R). Ese factor R es la relación entre ingresos y gastos acumulados del asociado en cada campo.

Entre 1993 y 1997, la estatal Ecopetrol implementó la infraestructura de transporte de gas, dando viabilidad al crecimiento de éste mercado. Siendo que Ecopetrol era a la vez productor y único comercializador de gas. Pero a partir de 1997 se establece un sistema de transporte de gas independiente de los productores, comercializadores y distribuidores, para garantizar el libre acceso a terceros, en igualdad de condiciones a todos los usuarios. Por tal motivo el gobierno colombiano conduce la escisión de los activos de transporte de gas de Ecopetrol, y crea la Empresa Colombiana de Gas – Ecogas, como una empresa industrial y comercial del estado, con autonomía presupuestal y administrativa, con la función de administrar, controlar, operar y explotar comercialmente los sistemas de gasoductos del país.

Específicamente en la industria de gas natural, en lo que se refiere a la exploración de gas, hasta 1997 el “Contrato de Asociación” era lo mismo para ambos (petróleo y gas). Esto cambió después de culminado el “Plan de Masificación de Gas”, puesto que había necesidad de incentivar la oferta (se incluye cláusulas especiales en el caso de encontrarse gas). A pesar de todo ello, aún quedan detalles por ajustar para hacer verdaderamente atractivo el negocio de exploración de gas natural en Colombia.

Especulaciones aparte y en términos matemáticos, Colombia demuestra poseer suficientes reservas de gas natural para satisfacer las necesidades de su mercado interno por unos 26 años más. Aproximadamente el 50% de los volúmenes remanentes de gas tienen viabilidad concreta de comercialización (reservas de Cusiana y Cupiagua), lo que compensaría la declinación de los campos ubicados en la costa norte. El resto de las reservas probadas no tiene aún mercados concretos para monetizarse y la posibilidad de su explotación depende de la valorización que adquieran. En términos transfronterizos el gas natural colombiano podría atender Centroamérica e inclusive Venezuela para mejoramiento de la producción petrolera en el occidente venezolano.

Se puede considerar que el mercado del gas natural, al comenzar el siglo XXI, aun es inmaduro y requiere de importantes esfuerzos en estabilidad regulatoria y políticas de precios que estimulen el desarrollo del sector. Durante 2001 se consumieron en Colombia 594 millones de pies cúbicos por día, de los cuales el 19.5% fue consumo doméstico, el 21.9% industrial, el 38% termoeléctrico. Cabe mencionar que Ecopetrol tubo una participación del 17.2% de todo ese mercado de gas. El consumo de gas natural vehicular fue apenas el 1.4%, y el gas como materia prima petroquímica el 1.8%.

Por otro lado, las mayores transformaciones ocurrieron en el sector eléctrico colombiano y fueron realizadas entre 1994 y 1995, después de una aguda crisis del sector eléctrico que sucumbió a dos apagones eléctricos de grandes proporciones en menos de 10 años. Parte de esa crisis fueron las inversiones en generación que llevaron al superdimensionamiento del sector y, a una deuda externa superior al 30% de la total nacional; y, un mal desempeño en las empresas de distribución.

Básicamente, la reforma consistió en entregar la responsabilidad de la operación del sistema y de la inversión a empresas privadas o públicas por fuera de la esfera del gobierno central. Se entregó la función de regulación a un ente independiente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), quien debe propender por la adecuada operación del mercado en un ambiente de transparencia y competitividad.

Antes de 1995 la oferta y los precios de la energía eran determinados por la empresa estatal ISA. Igualmente, ISA era la propietaria de la mayor parte de plantas de generación, a excepción de un pequeño generador (Proelectrica). Toda la generación eléctrica era de propiedad del estado.

En 1995 se creó el mercado mayorista de energía, convirtiéndose Colombia en el primer país latinoamericano operando con una bolsa de energía, siguiendo un modelo similar al que en esa época

era el esquema inglés, con algunas variaciones en especial en lo relativo a la comercialización de electricidad.

En general la normativa relativa a la industria energética colombiana se basan en la separación de actividades para evitar integración vertical y horizontal entre actividades de la cadena productiva. Los usuarios se dividieron en: regulados con tarifas establecidas por la CREG mediante una fórmula tarifaria, y; no regulados con precios de venta libres y acordados entre las partes.

6.10 VENEZUELA

Venezuela es evidentemente un país rico en recursos energéticos. Cada año, prácticamente, han ido aumentando las reservas posibles y probables de petróleo y gas. Con la “Apertura” petrolera se dice que el potencial adicional de reservas es de 50 MMMb en petróleo y más de 300 MMMMpc en gas natural. Adicionalmente, se estima que el potencial técnico de recursos hídricos asciende a casi 85 GW.

La producción petrolera en el segundo semestre de 2003 fue de 3.250.000 barriles diarios de petróleo. De forma conservadora y con datos de la propia PDVSA, se estiman cerca de 4,5 MMb/d para el año 2010, como se muestra en la Figura 7. En cualquier caso, sería bueno para Venezuela incrementar la producción de la Faja del Orinoco y de también en los “upgrades” de las asociaciones estratégicas pues están fuera de las cuotas de la OPEP. Además, las reservas totales de la Faja del Orinoco representan varios cientos de años de producción. Ya el escenario para gas natural es más prometedor, si se incluye el proyecto Plataforma Deltana o el proyecto Norte de Paria (Mariscal Sucre) ello pensando siempre el año 2010. Además, el gas tampoco es controlado por la OPEP, al igual que la Orimulsión (que es considerado como combustible del futuro).

Dentro de la política de internacionalización de PDVSA está la idea de llevar sus productos no sólo a EUA sino también a toda Latinoamérica. En ese sentido, CITGO International Latin America (CILA) ha comenzado operaciones en Costa Rica y Ecuador para luego expandirse al resto del continente. Los antiguos lubricantes Maraven, y ahora también otros productos de marca PDV, se están comenzando a comercializar en varios países de la región. En abril de 2005 Venezuela y Chile fortalecieron lazos de integración al suscribir un Memorando de Entendimiento sobre Cooperación en Materia Energética, el objetivo de este memorando es el de establecer el marco y los procedimientos mediante los cuales estos dos países llevarán a cabo proyectos y actividades de cooperación en el ámbito de la energía, de común interés y sobre las bases de beneficios mutuos, igualdad y reciprocidad.

La perspectiva para la industria eléctrica como en toda Sudamérica es siempre más coherente, y en el caso venezolano se debe considerar con bastante cuidado también los subsidios al sector. Se calcula que un 4,5% anual hasta 2020 en generación, abastecería la demanda de los próximos años. Ello puede ser visto con más detalle a través de la Figura 8.

Es interesante destacar que en términos de interconexiones eléctricas transfronterizas Venezuela y Brasil tienen una línea de transmisión que alimenta Boa Vista en el Estado brasileño de Roraima.

7. CONCLUSIONES

Todos los aspectos analizados en este documento, confirman lo que se asevera cotidianamente y muchas veces a viva voz, y es que Sudamérica precisa una estrategia de integración energética teniendo como bases la promoción del desarrollo local y la integración regional. Esa conclusión, surge a partir de la explanación del tema de integración energética y los intercambios transfronterizos de energía (fundamentalmente moléculas del gas natural y electrones de la electricidad), y siempre pensando la energía para el desarrollo sostenible en Sudamérica.

A medida que los dos bloques económicos (CAN y MERCOSUR) continúen, con altibajos como es natural, su rumbo a la integración regional, hay que ir superando y ya haciendo camino, desafíos fundamentales y determinantes como por ejemplo:

- Refrenar el temor de la dependencia energética y de la disparidad de los mercados;
- Desarmar condiciones que propicien proteccionismo y privilegios y;
- Buscar coherencia regulatoria, proporcionando reciprocidad de tratamiento y acceso abierto a los interesados e involucrados.

Es indudable que las interconexiones eléctricas y los demás proyectos de integración energética proporcionan economía de escala y grande eficiencia al sistema a través de la optimización operacional integrada dependiendo de las condiciones de oferta y demanda de los distintos países (primero en las subregiones y después en toda Sudamérica). Así como de la disponibilidad de sus sistemas y de la complementación de sus regímenes hidrológicos. Por lo tanto en algún momento tiene que discutirse también la existencia de un Operador Regional de los Sistemas Energéticos involucrados en el ámbito de integración del MERCOSUR del CAN

Con base a una reflexión en torno a la diversidad de escenarios reales que los diferentes países sudamericanos presenta frente al desarrollo local, es importante reconocer que surgen algunos temas clave (que determina los riesgos inherentes a los negocios transfronterizos) que vienen ligados a la integración energética regional, como ser:

- Una integración regulatoria en el sentido de ajustar tanto cuanto posible las normativas de cada uno de los países;
- El financiamiento de la infraestructura básica, para estimular el desarrollo energético y;
- La estabilidad institucional en cada país en todos sus poderes constituidos como son el ejecutivo, del legislativo y del judicial.

Finalmente, lo que se desea es que se asuma como una cuestión imprescindible, y es que la iniciativa transfronteriza de integración energética, sea también objeto de una misma ambición integracionista entre los países del CAN y del MERCOSUR..

8. BIBLIOGRAFÍA

- PAULA, E. (Organizador); DUBROVSKY, H.; UDAETA, M.E.M.; GONZÁLES, M.I.; GIRALDO, A.E.B.; MANZONI, G.B.L.; OXILIA, V.; BECERRA, A.; ABREU, A.T.; CORDEIRO, J.L..
Energía para el Desarrollo de América del Sur. São Paulo. Mackenzie, 2002.
- DI CASTRI, F. Y E. FIGUEROA. "La Larga Marcha Hacia el Desarrollo Sustentable".
Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)
- KINN, LUIS CARLOS; "Política Energética Integral"; Santa Cruz, Junio 2004.
- DORIA MEDINA SAMUEL; "Gas, Bolivia"; La Paz, Junio de 2003.
- Ministerio de Desarrollo Económico, Comisión Política de Estado sobre el Gas Natural; "Política de Estado sobre la Utilización del Gas Natural"; Bolivia, Julio 2002.
- CCPE – Comité Coordinador de la Planificación de la Expansión de los Sistema Eléctricos del Ministerio de Minas y Energía del Brasil, julio de 2002.
- CNE - Comisión Nacional de Energía: Chile – 2004.
- Banco Mundial; www.bancomundial.org (consulta hecha en julio de 2005).
- Corporación Andina de Fomento; www.caf.com (consulta hecha en julio de 2005).
- Banco Interamericano de Desarrollo; www.iadb.org (consulta hecha en julio de 2005).
- Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata; www.fonplata.org (consulta hecha en julio de 2005).
- Organización Latinoamericana de Energía; www.olade.org.ec (consulta hecha en julio de 2005).
- Superintendência de Hidrocarburos de Bolívia; www.superhid.gov.bo (consulta hecha en julio de 2005).
- Petroleros de Venezuela; www.pdvsa.pdv.com (consulta hecha en julio de 2005).
- PETROBRAS; www.petrobras.com.br (consulta hecha en julio de 2005).
- REPSOL-YPF; www.fundacion.repsolypf.org (consulta hecha en julio de 2005).

- Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela; www.mem.gov.ve (consulta hecha en julio de 2005).
- Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia; www.hidrocarburos.gov.bo (consulta hecha en julio de 2005).
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia; www.minminas.gov.co (consulta hecha en julio de 2005).
- Ministerio de Minas y Energía de Brasil; www.mme.gov.br (consulta hecha en julio de 2005).
- BURANI G.F.; UDAETA M.E.M; "Aspectos técnicos do gás natural visando o gasoduto virtual"; São Paulo, Abril de 2004.
- GALVÃO, L.C.R.; PAULA, E.; UDAETA, M.E.M. "La Energía en el MERCOSUR y la Integración Energética del Cono Sur". Rio de Janeiro -Brasil. Periódico "Revista Brasileira de Energia" -Vol. VI No 1- 1999, SBPE. ISSN OIO4-303X.
- UDAETA, M.E.M; REIS, L.B; LAFUENTE, R.J.O; ZURITA, R.O.R; BURANI, G.F. "Análisis de la Industria Energética en Bolivia en el Marco del Mercado Competitivo". Rio de Janeiro -Brasil. Periódico "Revista Brasileira de Energia" -Vol. 8 No 1- 2001, SBPE. ISSN OIO4-303X.
- UDAETA, M.E.M.; LAFUENTE, R.J.O. "Perspectiva del rubro energético en Bolivia y gas natural". Cochabamba – Bolivia. Acta Nova Revista Semestral de ciencias y tecnología de la UCB. Vol. 2 N° 2, Junho de 2003, p. . ISSN – 1683 – 0768.
- GALVÃO, L.C.R.; UDAETA, M.E.M. "Gás Natural e a Geração de Energia Elétrica Definindo os Novos Rumos da Indústria Elétrica Brasileira". In: CONLADIS –Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo, Brasil. Setembro de 1998, Anais.
- GALVÃO, L.C.R.; CARVALHO, C.E.; GIMENES, A.L.V.; UDAETA, M.E.M. "Power Production With Natural Gas Under The Concept Of The Local IRP Application" In: 25TH INTERNATIONAL CONFERENCE OF THE IAEE, Aberdeen - Escócia: IAEE –International Association for Energy Economics, 2002. CD-ROM, Proceedings.
- GALVÃO, L.C.R.; UDAETA, M.E.M. "Aspectos Relevantes do Gás Natural Visando o Planejamento Energético". In: III CBPE, São Paulo -SP. Junho de 1998. SBPE, Anais.
- UDAETA, M.E.M.; ZURITA, R.O.R.; LAFUENTE, R.J.O.; GALVÃO, L.C.R. "La Industria Energética en Bolivia y su Vocación Integradora Através del Gas Natural" In. IV ENCONTRO BRASILEIRO DOS PROFISSIONAIS DO GÁS, São Paulo, Gasbrasil, 2003, CD-ROM, Anais.

RESEÑA BIOGRAFICA

Profesor de Postgrado en la EPUSP (*Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, Brasil). Coordinador de la Línea de Investigación de PIR (Planificación Integrada de Recursos Energéticos), en el GEPEA-USP (*Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, Brasil). Ingeniero Eléctrico por la UMSS (Universidad Mayor de San Simón Cochabamba - Bolivia), actúa en las áreas de Integración Energética, Cadena Productiva del Gas Natural, Planeamiento Integrado de Recursos Energéticos –PIR, Usos Finales y Evaluación de los Costos Completos de la Energía, Energización Rural, Energía y Medioambiente y Desarrollo Sostenible.

Actualmente es Profesor Visitante en el IEE/USP (*Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo*, Brasil).

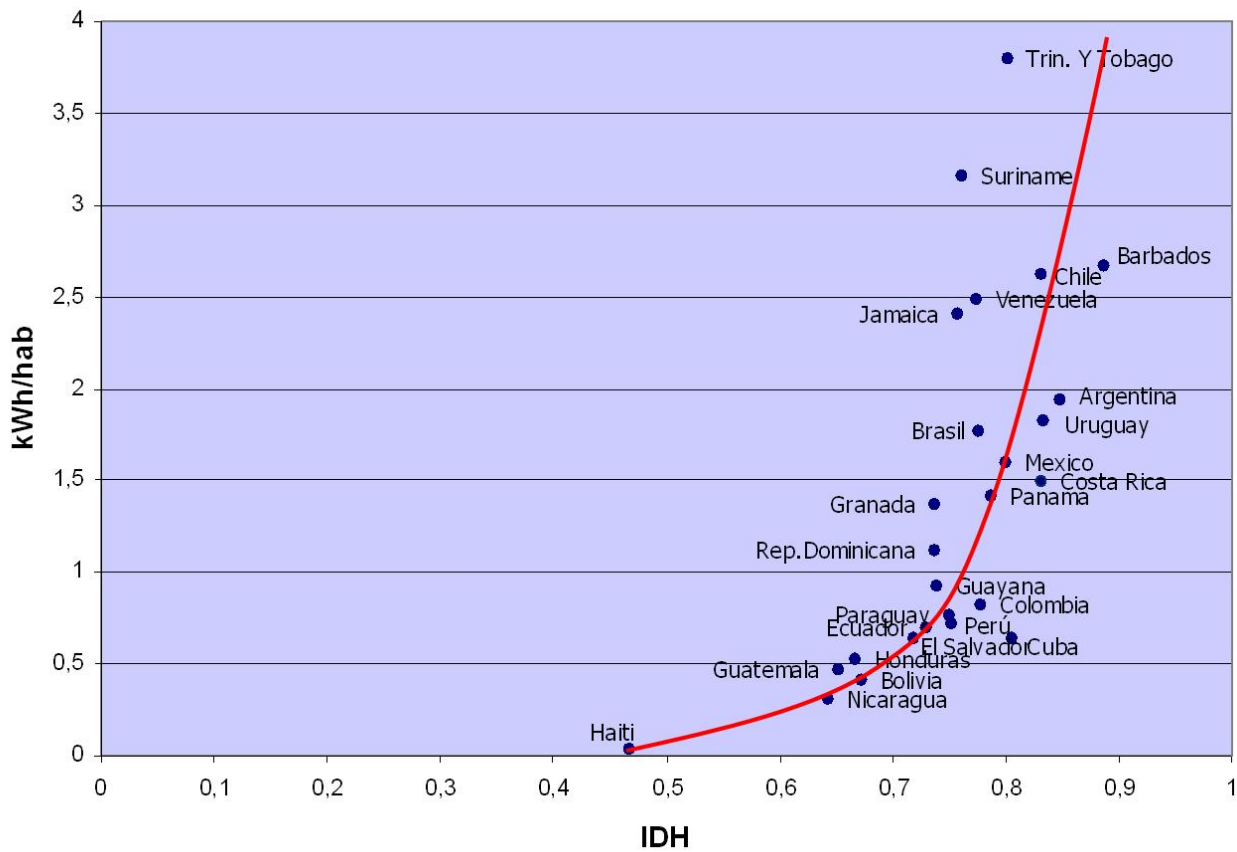
Dirección Postal:

Avenida Prof. Luciano Gualberto, travessa 3, 158
CEP 05508-900
São Paulo – SP
Brasil

Teléfono: 55 11 3091-5279
Fax: 55 11 3032-3595
eMail: udaeta@pea.usp.br

CUADROS, TABLAS Y GRAFICOS

Consumo Percápita versus IDH



Fuente: Propia, a partir de OLADE y PNUD, 2005

Gráfico 1. Consumo de energía e IDH (2002 - 2003)

Interconexiones existentes en la región

Capacidad de Interconexión entre países (MW)		
Países	Operativa	Prev/Cons
Col - Ven	380	
Col - Ecu	40	260
Bra - Ven	200	
Ecu - Per		200
Bra - Par	10.847	
Arg - Par	914	
Arg - Bra	2.050	
Arg - Uru	2.100	
Bra - Uru	70	
Chi - Per		10
Arg - Chi	641	
Total	17.242	520

Representan 11% de la demanda de Sudamérica



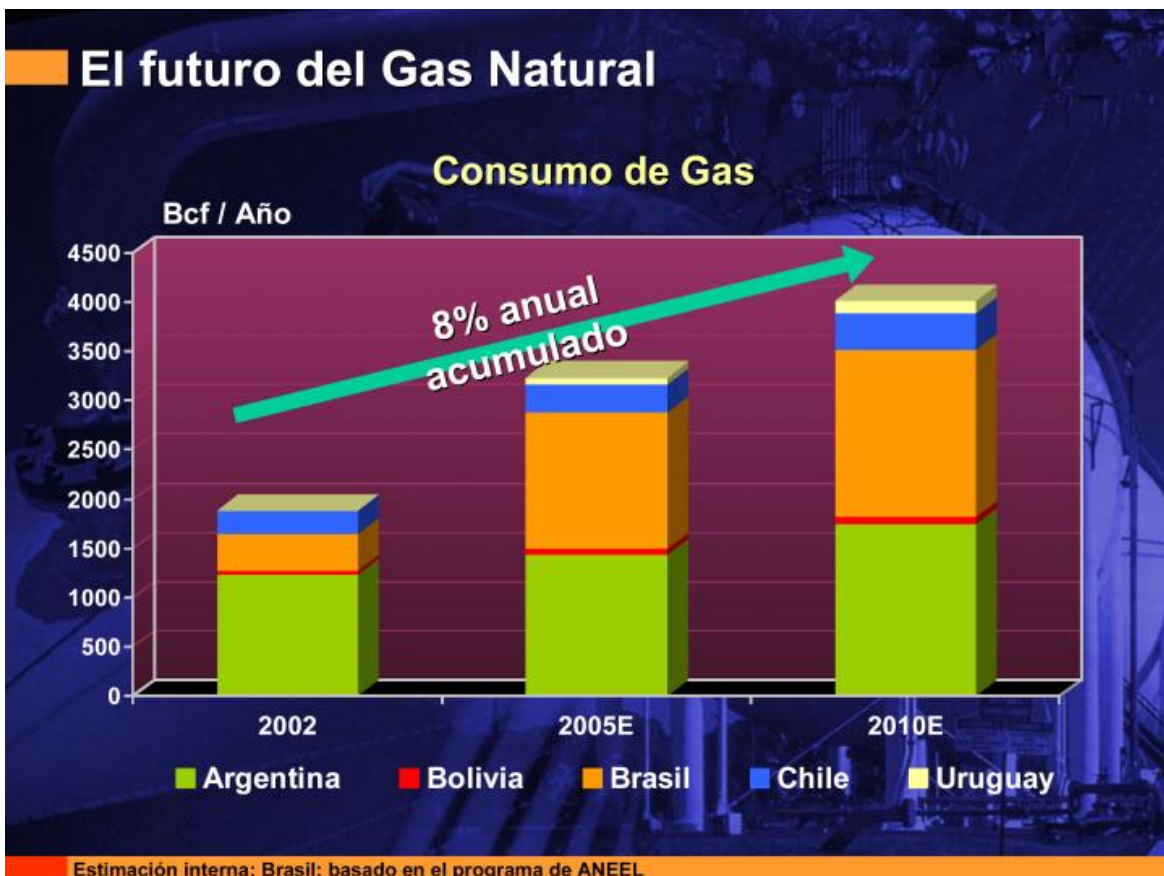
Fuente: CIER, 2003

Figura 1. Integración Eléctrica



Fuente: ARPEL, 2003

Figura 2. Integración Gasífera (Actual y Prospectiva)



Fuente: RESPSOL, 2003

Figura 3. Demanda de Gas Natural en el Cono Sur

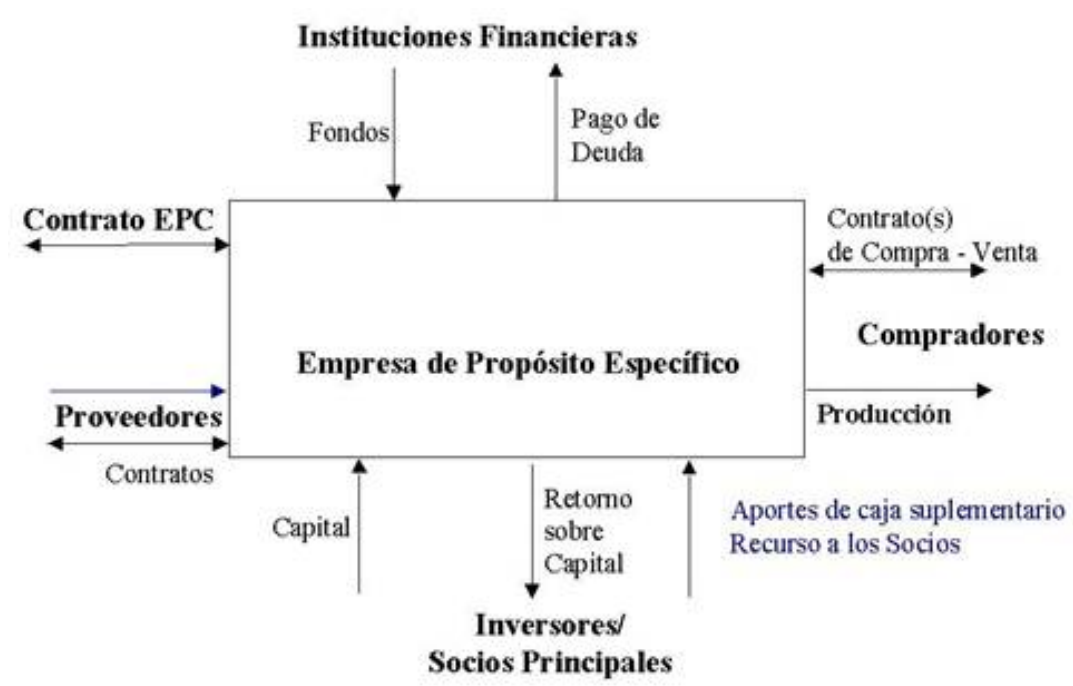


Diagrama 1. Esquema de Financiamiento de un Proyecto



Fuente: CAF, 2003

Figura 4. Países Integrantes de la CAF

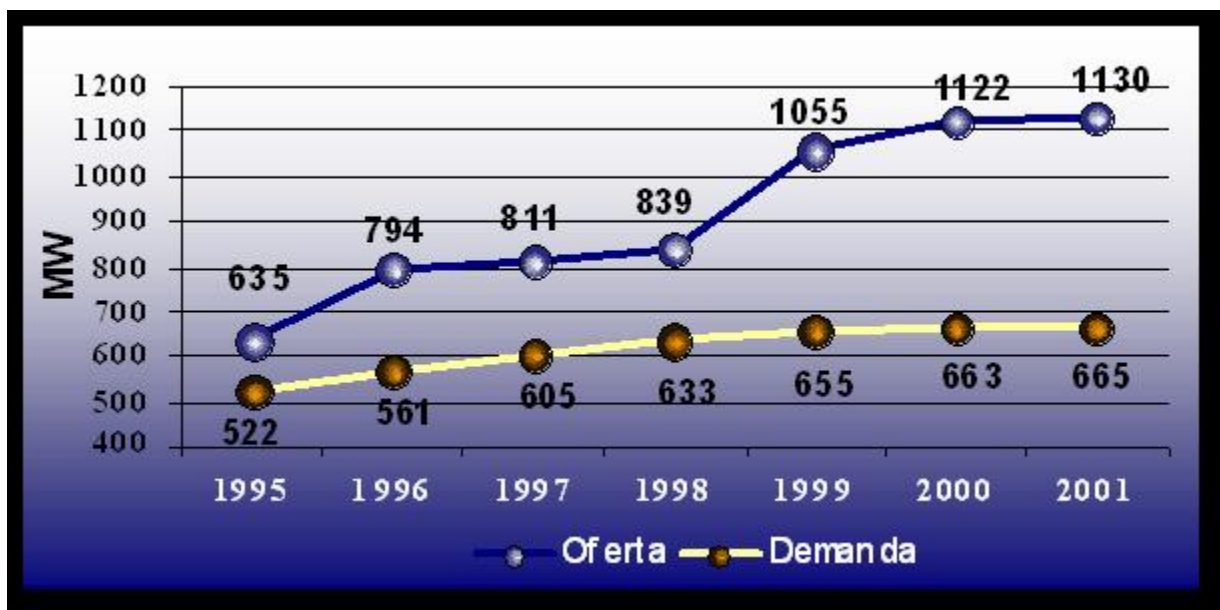


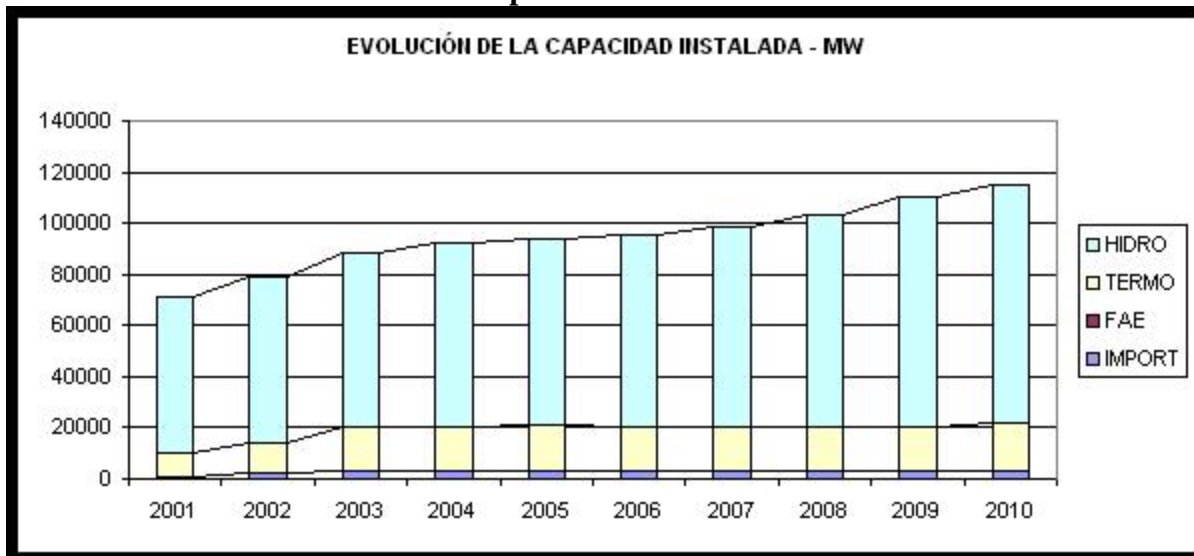
Figura 5. Oferta y Demanda en Bolivia

Tabla 1 – Cuantificación Macroeconómica de los Mercados de Energía Eléctrica – 2004-2020

Escenario	Indicadores	2004	2005	2010	2011	2015	2020
A	PIB(U\$ mil 99)	634,3	667,4	904,0	960,6	1213,6	1646,1
	Var PIB (% año)	4,9	5,2	6,5	6,3	6,0	6,5
	Razón cap/prod	2,53	2,51	2,5	2,5	2,5	2,5
	Invers (U\$ mil 99)	152,2	165,2	237,8	254,6	331,7	469,7
	Export (U\$ mil 99)	66,3	72,8	111,6	120,1	158,7	226
	Import (U\$ mil 99)	61,6	67,4	102,5	109,9	142,9	201,3
	Balanaza comercial	4,7	5,3	9,0	10,2	15,8	24,7
	B	PIB (U\$ mil 99)	608,3	628,5	763,0	793,0	918,9
Var PIB (% año)		3,1	3,3	4,0	3,9	3,7	3,7
Razón cap/prod		2,65	2,66	2,66	2,66	2,66	2,67
Invers (U\$ mil 99)		137,7	145,1	180,0	187,2	217,1	261,4
Export (U\$ mil 99)		62,4	67,0	90,8	95,5	115,5	145,0
Import (U\$ mil 99)		57,7	61,3	81,7	85,6	101,7	126,3
Balanaza comercial		4,7	5,7	9,2	10,0	13,8	18,7
C		PIB (U\$ mil 99)	612,4	634,7	780,9	816,6	976,5
	Var PIB (% año)	3,3	3,6	4,5	4,5	4,6	4,8
	Razón cap/prod	2,66	2,66	2,68	2,68	2,69	2,70
	Invers (U\$ mil 99)	141,8	152,5	197,6	207,2	251,1	320,9
	Export (U\$ mil 99)	60,2	63,7	84,6	89,3	110,3	144,6
	Import (U\$ mil 99)	57,2	60,5	79,9	84,2	103,5	134,7
	Balanaza comercial	3,1	3,2	4,7	5,1	6,8	9,8
	D	PIB (U\$ mil 99)	583,2	596,6	684,5	701,7	762,9
Var PIB (% año)		2,3	2,3	2,8	2,5	2,0	1,9
Razón cap/prod		2,63	2,63	2,64	2,64	2,64	2,65
Invers (U\$ mil 99)		109,2	111,8	130,4	134,2	146,9	161,6
Export (U\$ mil 99)		51,0	51,0	56,2	57,7	63,5	71,1
Import (U\$ mil 99)		49,5	49,2	53,5	54,8	59,7	66,1
Balanaza comercial		1,6	1,8	2,7	2,9	3,8	5,0

Fuente: CCPE – Comité Coordinador de la Planificación de la Expansión de los Sistema Eléctricos del MME, 2004

Cuadro 1. Capacidad Instalada Brasileña



Fuente : CCPE/CTDO – Secretaria Nacional de Energía, 2004

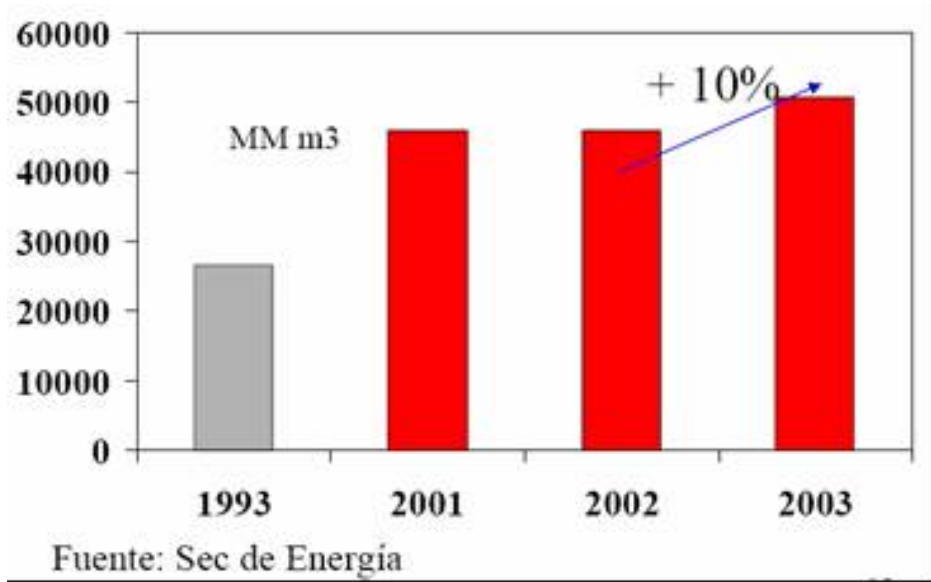
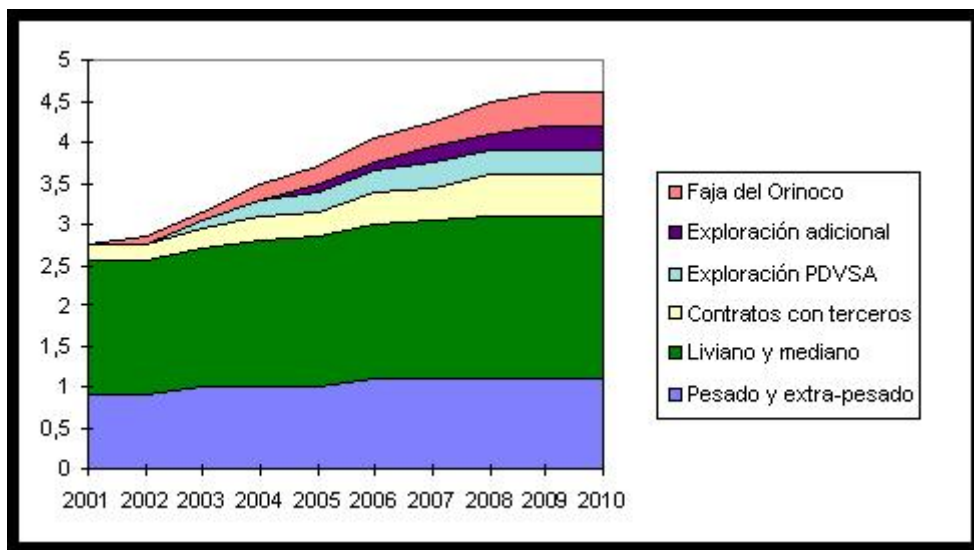


Figura 6. Producción de gas natural en la Argentina - 2003

Tabla 2. Capacidad Instalada en Chile

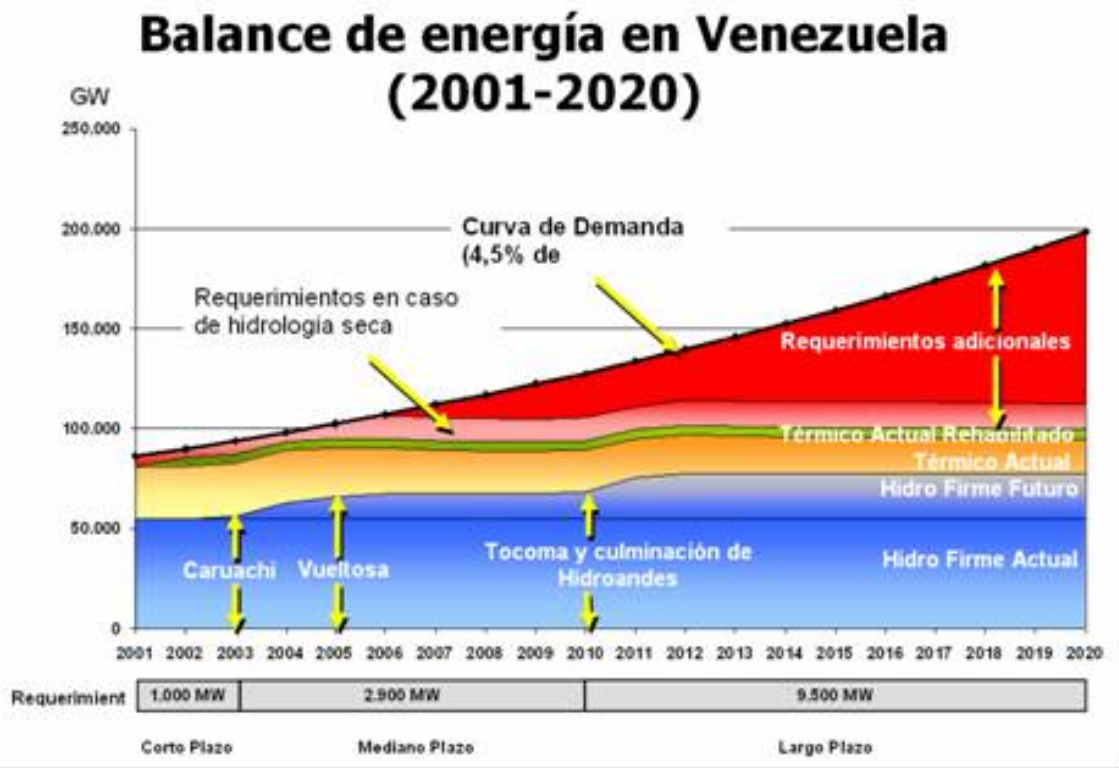
Sistema	Hídrica	Térmica	Demanda máx. (MW)	Total (MW)
SING	0,3%	99,7%	1450	3435
SIC	60%	40%	5400	6730
AYSEN	41%	59%	14	19
MAGA	0%	100%	32	64
TOTAL	41%	59%	6896	10248

Fuente: Comisión nacional de Energía: Chile - 2004



Fuente: A partir de datos de PDVSA, 2004

Figura 7 : Proyecciones petroleras para el año 2010



Fuente: A partir de datos de EDELCA, 2004

Figura 8: Proyecciones eléctricas para el año 2020