

RETOS Y PERSPECTIVAS DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA

# RETOS Y PERSPECTIVAS DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA

Kurt-Peter Schütt  
Flavio Carucci  
(Coordinadores)

Instituto Latinoamericano  
de Investigaciones Sociales

Avda. San Juan Bosco con  
2da. Transversal, Edif. San  
Juan, piso 4, Altamira,  
Caracas

Telf: 58 212 263 40 80

[www.ildis.org.ve](http://www.ildis.org.ve)

FRIEDRICH  
EBERT  
STIFTUNG

**ildis**  
Instituto  
Latinoamericano  
de Investigaciones  
Sociales

# Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina

Mario García Molina  
Kirsten Westphal  
Raúl A. Wiener  
Asdrúbal Baptista  
Elsa Cardozo  
Luis E. Lander  
Carlos Mendoza Pottellá y Rafael Quiroz S.  
Edgar C. Otálvora  
Carlos Miranda Pacheco

Caracas - Venezuela  
Marzo 2007

**FRIEDRICH  
EBERT**  
  
**STIFTUNG**

**ildis**  
Instituto  
Latinoamericano  
de Investigaciones  
Sociales

©Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-ILDIS  
Apartado 61712, Caracas 1060  
www.ildis.org.ve  
1ª edición, mayo 2007

Hecho el depósito de Ley  
Depósito legal: lf81120073001757  
ISBN: 978-980-6077-52-2

Producido por:



**CDB publicaciones**

Edición, corrección y coordinación editorial: Helena González

Diseño gráfico y montaje electrónico: Michela Baldi

Impreso en Venezuela en los talleres de Tipografía Principios

## Índice

Presentación	
<i>Kurt-Peter Schütt / Flavio Carucci</i> .....	9
<b>1</b>	
La energía como motor para la integración de América Latina.....	15
<i>Mario García Molina</i>	
La interconexión energética en Latinoamérica en 2006	
La energía y los movimientos sociales en América Latina	
Propuestas para el uso de la integración energética como motor de la integración política	
Bibliografía	
<b>2</b>	
Flujos energéticos, cambios en la correlación de poder y relaciones internacionales: una visión comparada de la macro-región europea y las Américas .....	39
<i>Kirsten Westphal</i>	
Relaciones energéticas y relaciones internacionales	
Las relaciones energéticas como factor de cooperación regional e integración en América del Sur	
Conclusiones	
Bibliografía	
<b>3</b>	
Impacto del TLC en las iniciativas de integración energética en América Latina .....	71
<i>Raúl A. Wiener</i>	
Situación y perspectiva del proceso de integración energética de América Latina	
Servicios energéticos y Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos	
Identificación de aspectos del Tratado que puedan obstaculizar o favorecer el proceso de integración energética o que puedan favorecerlo	
Conclusiones	
Bibliografía	
<b>4</b>	
Venezuela y América del Sur: el petróleo como vínculo económico y político.....	89
<i>Asdrúbal Baptista</i>	
Petróleo y crecimiento económico: una visión general	
Venezuela y América Latina: una comparación histórica	
El mercado petrolero mundial: un ejercicio de prospección 2005-2030	
Crecimiento económico y requerimientos de petróleo: América del Sur 2005-2030	
Precios y costos en el mercado mundial	
Venezuela y América del Sur: los vínculos del petróleo	
Bibliografía	

## 5

La integración energética regional: factor de (in)governabilidad / (in)seguridad ..... 101

*Elsa Cardozo*

Condiciones prevalecientes: la energía como cuestión de seguridad regional

Tendencias en grueso: lo energético en la gobernabilidad democrática

Opciones entre dos polos: obstáculos y posibilidades

Aproximación a recomendaciones

Bibliografía

## 6

La energía como palanca de integración en América Latina y el Caribe..... 113

*Luis E. Lander*

Antecedentes

Principales propuestas hoy en debate

¿Son complementarias o incompatibles las propuestas de integración energética discutiéndose hoy? Reflexiones para el debate

Bibliografía

## 7

La energía como factor activo de la integración latinoamericana ..... 131

*Carlos Mendoza Pottellá y Rafael Quiroz S.*

El petróleo y el gas venezolanos como factores claves para la integración política de América del Sur y del Caribe

La política energética del gobierno de Venezuela

América del Sur y el Caribe como destinos del petróleo y del gas venezolanos.

Perspectivas a mediano y largo plazo y potenciales conflictos Norte-Sur

PetroAmérica: ¿contradicción o complementariedad con la política venezolana frente a la OPEP

A manera de conclusión

Bibliografía

## 8

Integración, des-integración y gasoducto del sur

Cambios políticos y sed de gas en la Suramérica de principios de milenio ..... 163

*Edgar C. Otálvora*

Conflicto de nuevo milenio

Integración y des-integración

Gasoducto del sur

Fin de texto

**9**

Hidrocarburos en Bolivia: nacionalización-integración-relacionamiento energético con Chile .....191

*Carlos Miranda Pacheco*

Entorno energético en el que se desarrolla la nacionalización de mayo

La nacionalización del petróleo: ¿la respuesta al desarrollo pleno de los hidrocarburos en el país?

Recuento de las dos nacionalizaciones anteriores

La nacionalización de mayo, ¿igual o diferente a las anteriores?

La nacionalización y la integración energética en Sudamérica

¿Relación energética Bolivia-Chile, ¿es posible?

Bibliografía

Notas sobre los autores .....243

## Hidrocarburos en Bolivia: nacionalización-integración-relacionamiento energético con Chile

*Carlos Miranda Pacheco*

### Entorno energético en el que se desarrolla la nacionalización de mayo

El proceso de nacionalización de la industria petrolera boliviana iniciado el 1° de mayo de 2006 es el primero en la industria en el siglo XXI y se está desarrollando en un contexto energético mundial en el cual también se han desatado importantes procesos de cambio.

El abastecimiento energético mundial durante el siglo XX estuvo dominado por el petróleo en su primera mitad, época en la cual se suma el gas natural<sup>1</sup>. Este dúo de recursos energéticos fósiles son los actores protagónicos en el suministro de energía a la humanidad, a tal punto que la suma del consumo de gas natural y de petróleo, desde hace más de una década, constituyen el 60% del abastecimiento de energía del planeta.

Desde finales del siglo XX, esta posición dominante de los hidrocarburos transcurre a través de un proceso de cambio interno en el que proporción del uso del gas natural es cada vez mayor. A la fecha, 39% corresponde a petróleo y 21% a gas natural, siendo así que hace 10 años la proporción era 42% petróleo y 18% gas. Como resultado de esa mutación interna, todos los pronósticos coinciden en que para mediados de este siglo la proporción se habrá invertido y habrá pasado a 40% gas y 20% petróleo. También el desarrollo tecnológico y la impostergable necesidad de aliviar al mundo de los efectos contaminantes de la combustión de los combustibles fósiles –y en estos se incluye al carbón– frente al imparable aumento de consumo energético están señalando que el hidrógeno será el energético de la segunda mitad de este siglo. Dentro de esa visión, el gas natural se perfila como el combustible de transición, por ser –hasta la fecha– la fuente más conveniente tecnológica y económicamente para generar hidrógeno.

Esta mutación en el uso de los hidrocarburos la suscita el juego de varios factores. En primera instancia, desde hace una década el descubrimiento de nuevas reservas de gas es superior al de las de petróleo<sup>2</sup>. Así, en los últimos años las reservas descubiertas de petróleo muestran que alcanzarían para cubrir la demanda por cerca de 40 años, frente a las de gas que consistentemente muestran que alcanzarían para más de 60 años. Por otro lado, se están experimentando los efectos perniciosos de la

1. Cabe aclarar que desde el fin de la segunda guerra mundial, los hidrocarburos y sus derivados de separación y refinación han sido –y continúan siendo– los principales insumos de la industria petroquímica y de fertilizantes. No obstante, el hecho de que estas industrias involucren enormes magnitudes económicas en el comercio mundial, los volúmenes utilizados en petroquímica y otros procesos de industrialización en hidrocarburos son marginales frente a los volúmenes de petróleo y gas para el consumo energético.

2. Las conclusiones de la 23ª Conferencia Mundial del Gas, celebrada en Amsterdam en junio de 2006, basadas en las últimas estadísticas energéticas, muestran que la humanidad cuenta con 39 años de abastecimiento petrolero, frente a 66 años de abastecimiento de gas (datos de Gazprom, 23ª Conferencia Mundial del Gas, Amsterdam 2006).

contaminación ambiental, que fundamentalmente se evidencian por un calentamiento del planeta<sup>3</sup>. Los efectos de la combustión de los hidrocarburos muestran claramente que el principal villano es el petróleo y en menor grado el gas, lo cual impulsa a un consumo creciente del gas natural.

La posición todavía preponderante del uso del petróleo está sustentada por el hecho de tratarse de un energético que puede ser suministrado a todos los rincones del planeta en condiciones competitivas, habiendo llegado al punto que en el comercio mundial es considerado como un "commodity", frente al gas cuyo suministro está sujeto a precios y gasoductos de carácter regional. Sin embargo, los avances tecnológicos están modificando este cuadro. La licuefacción del gas a través de su enfriamiento y su transporte por barcos (GNL), está logrando que el gas natural pueda ser provisto a mercados que no cuentan con gasoductos que conecten las fuentes de producción con los mercados. El gas está en camino de convertirse también un *commodity*, con cotizaciones internacionales establecidas en puntos definidos del globo.

Siendo los hidrocarburos recursos no renovables debido a la incertidumbre sobre su duración, desde hace mucho tiempo se planteó, sobre todo en los países desarrollados, una política de desarrollo de otras fuentes de energía como la nuclear, eólica, solar, etc. Ahora que el fin del ciclo de los hidrocarburos tiene mayores grados de certidumbre, la preocupación fundamental es contar con la seguridad de abastecimiento de esos energéticos, que presumiblemente serán cada vez más escasos. Esa preocupación, frente al creciente consumo energético, explica en parte la escalada de los precios. La preocupación se ha vuelto casi obsesiva en Europa en lo que se refiere al gas natural, y la seguridad de abastecimiento. Esta situación ha sido exacerbada por las interrupciones de provisión de gas ruso a Europa Occidental, provocadas por Ucrania, país de tránsito de los gasoductos que abastecen a Europa, que al no aceptar incrementos de precio del gas ruso y sufrir cortes de suministro, echó mano del gas destinado a Europa (*International Gas Report*, enero 2006).

Rusia, por la magnitud de sus reservas de gas y el sistema de transporte existente, se había convertido en una fuente segura de abastecimiento para Europa. El incidente con Ucrania rompió la confianza de los países compradores, que de manera acelerada están buscando nuevas fuentes seguras de abastecimiento. Como resultado de esas políticas, la demanda de GNL ha cobrado proporciones no esperadas, al tiempo que la energía termonuclear está siendo reactivada.

Estados Unidos, el mayor mercado energético del mundo y que, como tal, señala rumbos para el resto de los consumidores, ha iniciado vigorosamente su ingreso a la era energética pos-hidrocarbúrica, que transitará por una disminución del volumen de petróleo utilizado y el incremento respectivo en el uso del gas natural. La introducción masiva del vehículo "híbrido" (gasolina-electricidad) tiene como objetivo reducir el consumo de refinados de petróleo. Al mismo tiempo, está desarrollando activamente más terminales marítimas para la recepción de GNL de otras partes del mundo.

Por su parte China e India, los grandes actores económicos de este siglo, están empezando en gran escala a ingresar al uso masivo del gas natural. Las dos grandes economías están en tratativas

---

3. Bolivia, por su escaso consumo energético, es actor casi insignificante en la contaminación ambiental pero, por su posición geográfica, está siendo fuertemente afectado. Como ejemplo muy dramático se tiene la desaparición del glaciar de Chacaltaya y otros cambios climáticos que están afectando negativamente nuestra producción agrícola.



para construir gasoductos de abastecimiento de Europa Oriental y Medio Oriente así como también fuentes de suministro de GNL.

Los países más desarrollados de América Latina no están ausentes de las preocupaciones energéticas de los países desarrollados. A través de tratados de integración energética, pretenden crear condiciones seguras de abastecimiento de gas. Los ejemplos más recientes los tenemos en Chile, Brasil y Argentina. El primero, tiene convenio y contratos de suministro de gas pero, frente al abastecimiento irregular por parte de Argentina, ha optado por contar a corto plazo con las facilidades necesarias para adquirir GNL. Brasil, no obstante tener un tratado y un contrato de suministro de gas, por la inseguridad de abastecimiento que le transmitieron las medidas nacionalizadoras en Bolivia está empeñado en desarrollar, a breve plazo, la provisión de GNL extra continental. Argentina, por su parte, está en las tratativas finales de asegurar abastecimiento de grandes volúmenes de gas boliviano para los próximos 20 años, utilizando la apertura política de la nacionalización<sup>4</sup>.

Con el telón de fondo de la gran problemática mundial, debe ser examinada la nacionalización de los hidrocarburos en nuestro país, su desarrollo y su relación con el resto del continente a través de esquemas de integración, en particular con Chile.

## **La nacionalización del petróleo: ¿respuesta al desarrollo pleno de los hidrocarburos en el país?**

La nacionalización de mayo 2006 está inscrita como un paso más en el recorrido casi centenario en la búsqueda de lograr las mejores condiciones para un desarrollo pleno de los hidrocarburos y la utilización óptima de los recursos financieros generados. Desde que la industria petrolera adquiere condiciones comerciales, la nación está recorriendo una especie de espiral en expansión, en la cual cada giro está dado por el cambio de la legislación en la que la industria petrolera se desenvuelve. Así tenemos el inicio, con una legislación que abre el país totalmente a la iniciativa privada, cuando se conforma el núcleo de la espiral que empieza a desarrollarse. Ésta adquiere un giro con la nacionalización de 1937. Gracias al éxito obtenido en su actividad, la espiral se expande y para 1957, con la puesta en vigencia del Código del Petróleo, llamado Código Davenport, adquiere un nuevo giro y mayor amplitud, hasta la nacionalización de Bolivian Gulf Oil Corporation (BOGOC) en 1969. En ese punto, la espiral toma un nuevo rumbo bajo el manejo monopólico del Estado con la Ley General de Hidrocarburos de 1972 se expande y toma un nuevo giro en 1996, con la Ley de Hidrocarburos que nuevamente asigna al capital privado el desarrollo de la industria. Así llegamos al punto en que la espiral nuevamente tomará otro curso cuando se logre el "control total y absoluto" que propugna el D.S. 17801 de mayo 2006, Decreto de Nacionalización "Héroes del Chaco".

---

4. A este respecto, y como nota curiosa, vale la pena señalar que el boletín *BP Statistical Review of World Energy*, publicación anual que circula desde hace 55 años y cuyas estadísticas energéticas están entre las más reconocidas en el mundo por su amplitud y consistencia, en la edición que corresponde a la información de finales de 2006, cierra en la página final sin datos, sólo con una frase impresa bajo el logo de la BP: "*beyond petroleum*" (más allá del petróleo). Esa frase denota claramente el pensamiento que se ha generalizado en la industria petrolera, en el sentido de que se ha iniciado un proceso irreversible de declinación del petróleo como el rey de los energéticos.

Ese recorrido legal a lo largo de 60 años no puede ser equiparado a un recorrido circular o alrededor de un hipódromo, como algunos de los observadores escépticos de nuestra historia lo califican. Es más semejante a la espiral descrita anteriormente, porque en sus trazos la industria petrolera nacional se ha ido expandiendo en magnitud y correspondiente importancia nacional, y ahora regional, partiendo de una industria naciente con escasas reservas, una decena de pozos productores, un par de elementales refinerías y ninguna infraestructura de transporte petrolero ni gasífero hasta una industria de importante magnitud, en todos sus aspectos, como veremos más adelante.

## Recuento de las dos nacionalizaciones anteriores

### *La nacionalización de Standard Oil de Bolivia*

La llamada nacionalización de Standard Oil de Bolivia, filial de la Standard Oil Company de Nueva Jersey, entonces la petrolera más grande del mundo, no se ajusta a los patrones clásicos de las nacionalizaciones. La nacionalización de industrias extractivas en el país han sido el fruto de una decisión política, por la cual el Estado toma posesión y control de la industria. La nacionalización de Standard Oil en 1937 es consecuencia de un juicio iniciado por el Estado a la empresa petrolera en 1929, por el cual se demandaban sanciones por la trasgresión por parte de la empresa de varios aspectos de la ley entonces vigente. La ley especificaba como sanciones a lo demandado la caducidad de sus concesiones y confiscación de sus activos.

El Estado demandó a la empresa el haber obtenido concesiones petroleras adquiridas de otra anterior, Richmond Levering & Co., sin haber llenado los requisitos legales necesarios y además haber obtenido áreas en concesión también en forma ilegal, ambos cargos referidos a las normativas de la ley entonces imperante Ley Orgánica del Petróleo vigente desde 1921.

El discutido juicio contra la empresa fue interrumpido por el inicio de la Guerra del Chaco en 1932. En esa contienda la empresa incurrió en mayores irregularidades y una conducta de franca animosidad contra el Estado boliviano. Standard Oil, desde 1931, cuando los vientos de guerra arreciaban, retiró del país su maquinaria y equipos. La contienda estalló cuando el país estaba todavía sufriendo los impactos negativos del *crash* del mercado de valores de 1929. Por este motivo, el gobierno solicitó ayuda financiera a todas las empresas importantes del país, ayuda que en una u otra forma le fue facilitada para colaborar en el esfuerzo bélico. Standard Oil se negó y declaró en forma curiosa su "neutralidad" en el conflicto, justificando así el retiro de equipos y maquinaria, y su negativa de contribuir con el atribulado Estado. Más aún, durante el curso de la guerra, la compañía se resistió a proveer carburantes a las fuerzas armadas nacionales y negó la posibilidad de elaboración de gasolina de aviación, que el ejército nacional estaba importando de Perú, con sus consecuentes altos costos y dificultades por la escasa infraestructura caminera hacia el área teatro del conflicto. Esta conducta hostil generó la intervención del Estado en Camiri, Sanandita y Bermejo (los únicos tres campos productores) y las refinerías de donde se pudo elaborar gasolina de aviación.

Concluida la guerra, la ciudadanía quedó presa de un fuerte resentimiento hacia la Standard Oil. El juicio interrumpido fue reiniciado con mayor vigor, llegándose incluso a probar la exportación clandestina de petróleo hacia Argentina. Mientras el juicio seguía su curso, en forma previsoramente el 21 de diciembre de 1936 se crea YPF para que desarrolle la industria independientemente y sea la depositaria y operadora de las concesiones e instalaciones que estaban en disputa. El acto político de nacionalización se produce el 13 de marzo de 1937, ante el veredicto de la Corte Superior del Distrito de La Paz en el cual se establece que los cargos contra Standard Oil de Bolivia eran correctos y que la empresa, al haber violado la ley, debía sufrir las sanciones que la misma ley estipulaba. El Decreto Supremo del 13 de marzo de 1937 del Presidente Toro fue un acto político, porque sin esperar el dictamen de la Corte Suprema de Justicia, ante la cual Standard Oil apeló, asignó a YPF, no como depositaria de las concesiones y actividades de la empresa, sino como operadora a nombre del Estado. Por esta razón Standard Oil de Bolivia apeló en primera instancia ante la Corte Suprema de Justicia, aduciendo no haber incurrido en las faltas a la ley que se le atribuían y por tanto exigiendo, no indemnización, sino la devolución de sus concesiones y activos incautados. Sobre el acto de incautación de activos y ocupación de instalaciones no se tiene registro del grado de difusión que éste tuvo, de lo que sí hay evidencia es de que el Decreto del Presidente Toro fue recibido con algarabía por la opinión pública que, como se indicó anteriormente, mantenía un fuerte resentimiento contra la empresa petrolera por lo que en cierto modo el decreto fue aceptado como un merecido ajuste de cuentas. El juicio ante la Corte Suprema se prolongó hasta 1939. El dictamen de la Corte Suprema no se dirigió al tema de fondo sino a la forma. Para entonces, como YPF ya había tomado plena posesión y estaba comenzando su desarrollo con gran impacto frente a una opinión pública, Standard Oil cambió de estrategia y acudió al Departamento de Estado de Estados Unidos, aduciendo una confiscación ilegal y exigiendo el pago de una indemnización. El gran aparato publicitario de la mayor empresa petrolera del mundo provocó un clima adverso a la inversión extranjera privada en el país y paralizó totalmente la ayuda y/o cooperación del gobierno de Estados Unidos a Bolivia. En esa forma, la estatización de la Standard Oil es hasta ahora reconocida como la primera nacionalización del petróleo en Latinoamérica.

Sin desmerecer la importancia de las medidas del gobierno de entonces, y sólo para ilustrar que la nacionalización de Standard Oil fue un acto aislado contra una empresa petrolera que había violado la ley y se resistía en aceptar las sanciones establecidas y no formaba parte de una política de Estado de reivindicación, cabe mencionar que la Ley Orgánica del Petróleo, bajo la cual ingresó Standard Oil al país y que permitía el acceso al capital privado en la industria continuó en vigencia. Más aún, los estatutos de YPF de esa época también facultaban a YPF para lograr acuerdos con la inversión privada para el desarrollo de la industria en el área confiscada a Standard Oil y que se le había sido asignada. Lo anterior explica cómo en septiembre de 1952, a escasos meses de la Revolución Nacional de Abril de ese año, YPF firma un contrato con el célebre aventurero tejano Glen McCarthy para la explotación de un área en la provincia Gran Chaco de Tarija. La operación no fue exitosa y el contrato fue cancelado en 1957.

No obstante lo anterior, la imagen presentada por la Standard Oil según la cual la estatización de sus concesiones y activos había sido el fruto de un acto político arbitrario del Estado boliviano, quedó asentada y aceptada por la comunidad internacional.

La imagen internacional negativa del país persistió hasta enero de 1942, cuando el Estado boliviano y Standard Oil de Nueva Jersey firmaron un acuerdo por el cual el Estado boliviano pagó a Standard Oil la suma de US\$1.792.375 por la compra de estudios geológicos y otros realizados. A su vez, la empresa firmó un convenio admitiendo no tener nada más por reclamar. Obviamente, el arreglo fue impulsado por el Departamento de Estado de Estados Unidos. Ese país había ingresado a la IIª Guerra Mundial y se precisaba la provisión de minerales estratégicos producidos en Bolivia (estaño fundamentalmente), país con el cual las relaciones económicas debían estar libres de toda objeción.

### *Monopolio de facto*

Así concluyó el acto de nacionalización. YPF se hizo cargo total de la actividad petrolera en un monopolio *de facto* que duró hasta la promulgación del Código del Petróleo en octubre de 1955, elevado a rango de Ley el 24 de enero de 1958.

El manejo “total y absoluto de la industria por el Estado” que propugna el Decreto Nacionalizador de mayo de 2006 en los hechos fue ejercido por YPF desde que el ente estatal se hizo cargo de las concesiones, los activos y las instalaciones de Standard Oil hasta la promulgación del Código del Petróleo. En esos 20 años, YPF se desempeñó en forma admirable: habiendo nacido de la nada, rápidamente estructura cuadros humanos que en una labor creativa incesante sentaron las bases de una industria moderna, que son las existentes hasta la fecha. YPF, en rápida sucesión desarrolló los campos heredados con una producción casi marginal logrando en 1954 el autoabastecimiento del país en petróleo, y generando incluso excedentes exportables, realización de inconmensurable importancia para la vida económica del país, que en esencia sigue perdurando, no obstante la importación creciente de *diesel oil* los últimos años. Para el autoabastecimiento YPF construyó los primeros oleoductos desde el sur hasta Cochabamba y La Paz, y posteriormente a Santa Cruz. En Sucre y Cochabamba dos refinerías que con creces podían refinar el consumo interno y al mismo tiempo instaló puntos de almacenaje y una red de estaciones de servicio en todo el territorio nacional. El rombo de YPF se volvió el símbolo del paradigma de la empresa estatal honesta y eficiente, que hasta ahora perdura en la conciencia popular.

### *La nacionalización de Bolivian Gulf Oil Corporation*

Paradójicamente, la nacionalización de la Bolivian Gulf Oil Co., se gesta desde el momento en que se aprueba el Código del Petróleo, bautizado por la opinión popular como el Código Davenport, disposición legal con la cual Gulf Oil Corporation, tercera compañía mundial petrolera de entonces, ingresa al país y forma su sucursal Bolivian Gulf Oil Corporation (BOGOC). El Código tenía dos grandes defectos que fueron acumulando las fuerzas nacionalizadoras por segunda vez en nuestra historia. El primero llamado factor de agotamiento. Este ilógico factor reconocía a favor de la compañía concesionaria un descuento a su favor de 27,5% de la producción por ser un recurso no renovable, no obstante que el propio Código reconocía la propiedad del Estado sobre los recursos hidrocarbúricos. Con este factor, el pago de 30% sobre utilidades, que era la tributación, además de las regalías

departamentales, quedaba prácticamente eliminado o reducido a su mínima expresión. Este aspecto fue denunciado desde el inicio de su aplicación.

El otro aspecto que más tarde se hizo evidente fue que el Código no tomaba en cuenta el gas natural. En toda su redacción la palabra gas es mencionada menos de 10 veces. A los diez años de la aplicación del Código, con los descubrimientos de campos de gas y condensado, se hizo evidente que el gas natural era, como lo continúa siendo al presente, el energético de mayor producción de los campos bolivianos.

El período del inicio del Código del Petróleo, 1957, hasta la nacionalización de BOGOC en 1969, podría ser caracterizado como uno en el cual se intentó la coexistencia de la empresa estatal YPFB y las empresas privadas concesionarias. Para este efecto, el área potencialmente petrolera fue dividida en una porción asignada para uso exclusivo de YPFB, otra para concesiones a empresas petroleras privadas y una tercera reservada para empresas petroleras brasileñas como consecuencia de los Acuerdos de Roboré<sup>5</sup>. Las empresas petroleras brasileñas no tuvieron ningún éxito y el área fue renunciada a favor de YPFB.

Gulf ingresó al país con meditada cautela. En primera instancia, guiándose por los éxitos que había obtenido YPFB en el área inicialmente explorada por Standard Oil, firmó un contrato de explotación en el campo de Mandeyapecua, dentro del área reservada para YPFB. Al mismo tiempo, condicionó su ingreso a la construcción de un oleoducto hacia Arica, para conectar con la red de ductos ya construido por YPFB. Para el cumplimiento de esta exigencia adelantó US\$5 millones para la construcción del oleoducto Sica Sica-Arica<sup>6</sup>. Esto último probablemente para evitar futuros problemas de exportación por Argentina o por el Chaco Boreal. Casi simultáneamente también solicitó y obtuvo concesiones por áreas en Santa Cruz, al norte del Río Grande.

BOGOC realizó una intensa labor perforadora en el área bajo contrato con YPFB, como una muestra más de las expectativas de lograr fácil producción que le permitiera la utilización del oleoducto hacia Arica, cuya construcción había exigido y logrado. Las labores en el área de YPFB fueron infructuosas y BOGOC desplazó sus actividades a las concesiones que había obtenido en Santa Cruz y el oleoducto quedó sin utilización.

En Santa Cruz, al norte del Río Grande, BOGOC logró rápidamente grandes éxitos. Primero, en 1960, Caranda<sup>7</sup>, como campo petrolero y después, en 1961 y 1962, Colpa y Río Grande, como campos importantes de gas y condensado.

Al mismo tiempo que BOGOC obtenía esta sucesión de éxitos, YPFB entró en un período de declinación de la producción, pérdida de reservas y escasos éxitos en su labor exploratoria. Se vislumbraba que a corto plazo la producción de YPFB no sería suficiente para abastecer el consumo nacional.

---

5. Estos fueron los acuerdos finales de un convenio inicial firmado con Brasil en 1936 que, a cambio de otorgar libre tránsito para futura producción boliviana a través de Brasil para llegar al Atlántico y a la construcción del ferrocarril Santa Cruz-Corumbá, se asignaba un área exclusiva para exploración y producción a empresas petroleras brasileñas.

6. Este oleoducto, en sus tiempos, fue calificado como una proeza de ingeniería por ser el único ducto diseñado para transportar petróleo desde más de 4.000 metros sobre el nivel del mar hasta la costa, en una distancia horizontal de 110 km. El oleoducto fue diseñado para 50.000 bpd y constituye hasta el presente único oleoducto importante de exportación.

7. Hasta la fecha, Caranda sigue siendo el campo productor de petróleo más grande que se ha descubierto en el país.

Por un par de años la actividad en Santa Cruz se tornó acelerada, con el desarrollo del campo de Caranda y la construcción del oleoducto Caranda-Sica Sica, conectando con el oleoducto ya existente, de Sica Sica-Arica, y en esta forma se estableció la línea más importante de exportación de petróleo que está en funcionamiento hasta el día de hoy<sup>8</sup>. Este oleoducto, que pasa por Cochabamba, también se convirtió en el ducto principal para abastecer la refinería de esa localidad.

En esta forma, a partir de 1966, el fantasma de la falta de petróleo desapareció y el país se convirtió en un neto exportador, alcanzando volúmenes sin precedentes, aproximadamente 43.000 bpd.

Los éxitos en Santa Cruz, al norte del Río Grande, provocaron que también YPFB dedicara gran parte de su labor exploratoria hacia esa zona. Así, a partir de aproximadamente 1966, el centro de gravedad petrolera se trasladó de Camiri a Santa Cruz de la Sierra.

Los nuevos e importantes volúmenes, de los cuales 85% provenían de BOGOC, no se tradujeron en mayores ingresos para el Estado, salvo los ingresos por regalías departamentales, poniendo en evidencia lo perjudicial del Factor de Agotamiento contemplado en el Código. Más aún, en la producción de petróleo de BOGOC, una fracción importante provenía de los campos de Colpa y Río Grande, que al ser de condensado eran acompañados de cantidades importantes de gas que tenían que ser quemadas. Esa producción de gas no tributaba ninguna regalía, porque el Código en una de sus pocas referencias especificaba que sólo el gas vendido sería objeto de pago de regalías.

Estas falencias en el Código fueron creando un espíritu reivindicacionista, adverso al Código del Petróleo y por supuesto a BOGOC como el máximo exponente de las inequidades de ese instrumento legal<sup>9</sup>.

BOGOC agravó su situación al firmar un contrato de venta de gas por 20 años con Gas del Estado S. A. de Argentina y conformar un consorcio con la compañía constructora William Brothers S. A. para la construcción del correspondiente gasoducto amparado por una concesión exclusiva de transporte. Este último acto fue el que desbordó el vaso. La supremacía de BOGOC sobre YPFB en la producción de petróleo se hacía ahora más evidente en lo relacionado con el gas. Las reservas de petróleo de BOGOC eran de 4 a 5 veces superiores a las de YPFB y las de gas aproximadamente 10 veces, a lo que se añadían el oleoducto Caranda-Sica Sica y el futuro gasoducto de exportación. Todo el conjunto iba mostrando una especie de omnipresencia de la petrolera norteamericana.

El contrato de exportación de gas de BOGOC con Gas del Estado S. A., y la concesión de transporte generaron rechazo en la opinión pública, que acompañado por una huelga de YPFB, obligó al gobierno a revocar la autorización de exportación y concesión del ducto y forzar a BOGOC a asociarse con YPFB en ambos proyectos.

De ahí para adelante, los eventos se dieron en rápida sucesión. En abril de 1968 el gobierno puso en suspenso el Código, creando un Consejo para las reformas necesarias. BOGOC trató de paliar ofreciendo gas gratis a Santa Cruz, hecho que fue mayormente rechazado porque esos volúmenes, al ser gratuitos y no vendidos, no pagarían regalías. Poco tiempo después de la muerte del presidente de

---

8. Le entrada en funcionamiento del tramo Caranda-Sica Sica-Arica también significó utilizar el tramo Sica Sica-Arica que había estado sin uso por 10 años.

9. Cabe aclarar que por los éxitos de BOGOC otras compañías petroleras ingresaron al país con el régimen de concesiones pero ninguna de ellas tuvo éxito en sus labores exploratorias y abandonaron silenciosamente el territorio nacional.

entonces, General Barrientos, un nuevo gobierno *de facto* derogó el Código del Petróleo en septiembre 1969 y finalmente el 17 de octubre de 1969 promulgó el Decreto Supremo de nacionalización de BOGOC, confiscando todos sus bienes y revirtiendo al Estado las concesiones con el compromiso del pago de una indemnización. El Decreto Supremo de nacionalización aducía que BOGOC se había convertido en una empresa con un poder económico que ponía en riesgo la autodeterminación del Estado. Sentimiento que era acompañado, no tan mayoritariamente como cuando se nacionalizó Standard Oil, por parte importante de la ciudadanía. La medida nacionalizadora encontraba al país produciendo más de 40.000 bpd de petróleo, construyendo la infraestructura de producción necesaria (plantas y pozos de inyección) en los campos para cumplir con el contrato de venta de gas a Gas del Estado y el gasoducto necesario en plena construcción.

Los campos, las instalaciones y las oficinas de BOGOC fueron ocupados por personal de YPFB, con el respaldo de las fuerzas armadas y la policía. Respaldo que fue simbólico, porque en ningún lugar se presentó resistencia a las medidas nacionalizadoras. YPFB, por su parte, con gran solvencia técnica, mantuvo el funcionamiento de las operaciones.

La reacción de la casa matriz Gulf Oil Corporation y del gobierno de Estados Unidos no se hicieron esperar. Aplicando la enmienda Hickenlooper<sup>10</sup>, se declaró el embargo a las exportaciones de petróleo boliviano, y como forma de bloqueo económico se interrumpieron los desembolsos de los créditos con el Banco Mundial y el New York Common Retirement Fund<sup>11</sup>, que estaban financiando la construcción del gasoducto a la Argentina. También fueron embargados los materiales que estaban en tránsito para la obra. Todas estas medidas, hasta que se acordara una indemnización satisfactoria para ambas partes.

La comunidad internacional quedó sorprendida por la nacionalización, cuando Bolivia había llegado a la cúspide de su producción petrolera y además estaba dispuesta a ingresar en el mercado internacional del gas. La osadía del gobierno de un país tan pequeño frente a la tercera compañía mundial del petróleo, que era Gulf Oil Corporation en esos años, era un acto difícil de aceptar.

Los efectos de las medidas punitivas se hicieron sentir rápidamente. La construcción del gasoducto tuvo que ser paralizada por falta de materiales (tuberías fundamentalmente). La producción de petróleo fue reducida en 50% al no poderse exportar por Arica –salvo pequeños volúmenes a Argentina– por Yacuiba. Esta reducción, a su vez, creó una presión creciente por el pago de regalías a los Departamentos productores. Gulf Oil Corporation desató una campaña de desprestigio, como la utilizada por Standard Oil, por lo que el ambiente internacional y los organismos de crédito mostraban una franca incredulidad frente a cualquier planteamiento o requerimiento nacional. Así ingresamos en una especie de cuarentena de la que se podría salir solamente con un arreglo indemnizatorio razonable para el Estado nacional y Gulf Oil Corp. La única excepción fue Argentina, que recibía crudo exportado de nuestro país, y que haciendo caso omiso al embargo liberó un lote importante de tubería –pero no suficiente– que fue utilizado para concluir la obra y, lo más importante, el contrato de venta de gas fue enmendado de común acuerdo, recorriendo el plazo de inicio de provisión para dar tiempo

---

10. La enmienda Hickenlooper facultaba a la legislación norteamericana para imponer bloqueo económico en un país en el cual la propiedad norteamericana hubiera sido expropiada sin una justa compensación.

11. El New York Common Retirement Fund era un fondo de pensiones.

a la solución de la indemnización y reposición del esquema financiero para completar la construcción del ducto. Argentina precisaba el gas boliviano, porque habiendo tendido un gasoducto desde Buenos Aires hasta Salta, los descubrimientos de gas en esa zona no se habían materializado conforme a lo esperado y por tanto el gasoducto estaba subutilizado, frente a una creciente demanda.

Mientras esto sucedía, en el escenario político nacional se produjeron cambios rápidos e importantes. El gobierno del Gral. Ovando fue sustituido por un breve gobierno militar del Gral. Torres, quien a su vez fue derrocado por un golpe de Estado de las Fuerzas Armadas –con el soporte civil de las dos fuerzas políticas más importantes, MNR y FSB– que llevó a la presidencia al Gral. Hugo Bánzer. Este cambio estabilizó el ambiente político. La agenda petrolera para el nuevo gobierno era:

- Acordar la indemnización y forma de pago a BOGOC.
- Reactivar la producción de los campos nacionalizados y terminar el gasoducto inconcluso a la Argentina.
- Llenar el vacío legal ocasionado por la derogatoria del Código del Petróleo sin tener una norma sustitutiva.

El monto de la indemnización fue establecido en una negociación directa con Gulf Oil Corporation, que pretendía US\$183 millones de dólares como compensación por las inversiones y activos que habían sido nacionalizados. Para la negociación, previamente se contrató una empresa auditora francesa independiente, Geopetrol, que durante varios meses realizó una auditoría de las inversiones de BOGOC, estableciendo la suma en US\$138 millones de dólares. A su vez, YPFB y la COB realizaron una labor paralela concluyendo que el monto indemnizatorio era de US\$112 millones. En negociaciones directas con Gulf se llegó a acordar la suma de US\$102 millones. En esa instancia se logró que el Departamento del Tesoro de Estados Unidos aceptara que un impuesto boliviano, gravando la indemnización a BOGOC, fuera acreditado por Gulf Oil Corporation ante la oficina de impuestos norteamericanos (Internal Revenue Service). En esta forma se instituyó un impuesto de 22% sobre el monto acordado, lográndose que el monto neto a pagar se redujera a US\$78 millones. El trabajo de convencimiento y aceptación por el Departamento del Tesoro de Estados Unidos, fue una labor de YPFB y un bufete legal norteamericano, apoyados por el gobierno nacional y la labor de cabildeo (*lobbying*) de Gulf Oil Corporation en Washington D.C.

Acordado el monto indemnizatorio, la decisión oficial boliviana fue que esa indemnización proviniera de la explotación de los campos nacionalizados, para lo cual era imprescindible concluir la construcción del gasoducto a Argentina. En términos coloquiales, las anteriores definiciones fueron enunciadas como “del mismo cuero deben salir las correas”.

Estas definiciones ocasionaron difíciles y complejas negociaciones con el Banco Mundial, New York Common Retirement Fund y Banco Interamericano de Desarrollo. Las dos primeras instituciones mencionadas habían acordado financiar el gasoducto inconcluso por la nacionalización. La pausa obligada implicó serios sobrecostos de la obra y para cubrir los mismos se incorporó al BID. El financiamiento del gasoducto fue reconstruido bajo los siguientes acuerdos:

- Los campos nacionalizados deberían ser manejados como una unidad autónoma de YPFB, denominada División Santa Cruz.



- La conclusión del gasoducto y el inicio de exportaciones de gas a partir de mayo de 1972, con un contrato de compra por 20 años.
- El levantamiento del embargo a las exportaciones petroleras para reactivar la producción de petróleo de los campos nacionalizados.
- El establecimiento de un sistema de fideicomiso<sup>12</sup> de los ingresos de toda la producción exportable de los campos nacionalizados.
- El acuerdo avalado por el Banco Central de Bolivia y la garantía del Banco de la Nación Argentina<sup>13</sup>. Los acuerdos fueron puestos en ejecución con una rapidez, pulcritud y eficiencia, que fueron objeto de la admiración de la comunidad petrolera y financiera internacional.

YPFB rápidamente estableció la División Santa Cruz con su propio personal y el concurso de consultores externos, la cual reactivó los campos nacionalizados y también la construcción de las plantas de tratamiento de gas. Levantado el bloqueo, la producción de petróleo rápidamente fue restituida y pudo ser exportada por Arica. Esto alivió la presión interna por regalías y puso en funcionamiento el mecanismo de fideicomiso a satisfacción de todas las partes. El 50% de las acciones que BOGOC poseía en YABOG, el ente que detentaba el contrato de venta y la concesión del gasoducto y que había iniciado la obra, fueron adquiridas por YPF. YABOG, establecida como subsidiaria de YPF, reinició la construcción del gasoducto. El ducto fue concluido en abril de 1972 y para entonces, los campos reactivados y plantas de tratamiento de gas concluidas. Así, el 1° de mayo de 1972 se inició la exportación de gas a Argentina, exactamente con dos años de atraso, pero a tiempo para cubrir la demanda de invierno y representar en ese momento el 40% del consumo de gas en la Argentina.

Si bien la exportación de gas se inició a los 31 meses de la nacionalización, los acuerdos indemnizatorios con Gulf, Banco Mundial y los otros financiadores del gasoducto, así como con Argentina como comprador, fueron logrados en 18 meses de negociaciones, hasta el primer trimestre de 1971.

Durante ese tiempo, el mundo petrolero estaba muy agitado. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) logró en 1972 la duplicación de los precios de referencia del petróleo, que pasó de algo más de US\$1 bbl, a más de US\$2,50 bbl, iniciando una tendencia alcista en los precios del petróleo basada en los planteamientos de las empresas estatales en los países del medio oriente.

Con ese telón de fondo y las muestras de eficiencia y seriedad del Estado boliviano en el cumplimiento de los compromisos contraídos, se tenía que cubrir el último tema de agenda planteado por la nacionalización: contar con una nueva Ley de Hidrocarburos que llenara el vacío legal en el que estaba el país por la derogación del Código del Petróleo en 1969.

Su elaboración fue confiada en 1971 a un reducido número de profesionales bolivianos, que después de unos meses de trabajo presentó una nueva ley denominada Ley General de Hidrocarburos, que postulaba el monopolio del Estado en el manejo de la industria petrolera, dando fin a un período

---

12. El fideicomiso establecido en el First National City Bank de Nueva York estipulaba que los ingresos de exportación fueran distribuidos en orden de prioridad de la siguiente manera: el pago de las cuotas de los préstamos a los entes financiadores; 25% de los ingresos para la indemnización a Gulf; la provisión de fondos para el funcionamiento de la División Santa Cruz y los fondos remanentes para YPF.

13. Esta última exigencia del aval de un tercer país fue sorpresivamente planteada por el Banco Mundial, cuando todo el resto de acuerdos y exigencias habían sido cumplidos y solucionados. Argentina accedió a otorgar el aval del Banco de la Nación Argentina que fue aceptado por el Banco Mundial.

en el que se intentó la coexistencia de la empresa petrolera estatal y la empresa privada concesionaria, concluyendo la nacionalización y los problemas que la medida había suscitado.

### *La Ley General de Hidrocarburos*

En marzo de 1972 se promulgó la Ley General de Hidrocarburos, en consonancia con los tiempos políticos mundiales que corrían. El Estado mantenía la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos; YPFB fue encomendada a la exploración y producción en todo el territorio nacional; por su parte la inversión privada se ejecutaba mediante contratos de operación con YPFB a riesgo del contratista; el operador dividía la producción de petróleo y gas en porcentajes iguales (50/50) con el Estado; YPFB pagaba las regalías del total de la producción, y fue dotada del monopolio de transporte, refinación y comercialización. Con el fin de acelerar el desarrollo de la industria, la ley facultó a la empresa estatal la autoridad de celebrar contratos de exploración y explotación con empresas privadas.

La coyuntura favorable de precios y el hecho de contar con la producción y las importantes reservas que se obtuvieron de la nacionalización de BOGOC hicieron que el gobierno, al igual que en el pasado, depositara por segunda vez sus esperanzas de lograr un gran crecimiento económico con los ingresos petroleros a través de la empresa petrolera estatal, YPFB.

### *Lecciones obtenidas*

No obstante las tres décadas que separan las nacionalizaciones del 1937 y 1969 se pueden identificar ciertas reacciones o rasgos similares que permiten extraer lecciones.

En la década de los treinta del siglo pasado, la industria petrolera ya había adquirido una fisonomía globalizada en sus actividades y dentro de ellas, por supuesto, un franco acceso a los medios de comunicación en los grandes centros económico-financieros del planeta. Al producirse una nacionalización de la industria, una especie de red de información se ponía en funcionamiento con gran eficiencia, proporcionando información y generando comentarios adversos a la nacionalización y por lo general sobre el país donde sucedió el hecho.

En 1937, Standard Oil de New Jersey logró rápidamente crear una imagen internacional negativa hacia Bolivia, aduciendo la confiscación arbitraria de sus bienes en nuestro país. Consecuente con la imagen propalada, la influencia de la compañía en círculos de gobiernos extranjeros y la comunidad financiera internacional se convirtió en un "lobby" antiboliviano muy influyente.

En 1969 la situación se repitió con mayor intensidad, denunciando extensamente la ocupación militar de las instalaciones que pasaron a ser manejadas por YPFB.

En ambos casos el objetivo parecía ser provocar una ola de abstención de la inversión privada en la industria y otras actividades, para así producir un bloqueo de inversión y el ingreso informal a una especie de cuarentena en la comunidad financiera.

### *¿Qué salvó la nacionalización?*

El país salió airoso de las dos nacionalizaciones citadas sin que se produjeran en su economía los efectos demoledores que se esperaban. Esta situación se puede explicar porque en ambos casos se dio la combinación de dos factores: la coyuntura internacional y el desempeño de la empresa petrolera estatal YPFB.

En el caso de la nacionalización de la Standard Oil, ésta se produjo en los albores de la primera guerra mundial. La intensa campaña de Standard Oil y su labor de cabildeo en Washington y otros centros se fueron diluyendo en la medida en la que el conflicto armado progresaba, demandando mayor producción de minerales. La provisión de estaño se tornó crítica, no sólo por el aumento de consumo, sino sobre todo porque las fuentes de producción de Asia estaban bajo control de las potencias del Eje, quedando Bolivia como una de las pocas zonas restantes de producción importante. Por tanto, los reclamos de Standard Oil dejaron de ser tan relevantes, hasta que finalmente desaparecieron con el pago de US\$1,7 millones que el gobierno de Bolivia efectuó bajo el rubro de “compra de estudios técnicos”.

### *El rol de YPFB*

A su vez, la empresa estatal petrolera YPFB –creada meses antes cuando se produjo la nacionalización– se embarcó en un camino prudente de control de los bienes incautados y lograr un incremento sostenido de la producción. Es interesante anotar que el momento cumbre de YPFB fue alcanzado en 1954, cuando se logra el autoabastecimiento nacional, hecho que a su vez fue resultado de una fuerte inyección de fondos (US\$50 millones) de la minería nacionalizada. En cierto modo, la minería nacionalizada sirvió para consolidar la industria petrolera nacionalizada. Lamentablemente la minería estatal no contó con un samaritano como el indicado anteriormente. Sea como fuere, se debe recalcar que YPFB respondió adecuadamente a los desafíos de esos tiempos y la imagen de la petrolera continúa en la conciencia popular como empresa estatal emblemática.

En el caso de la nacionalización de Bolivian Gulf, el contar con una coyuntura internacional favorable de precios y aprovechar esas condiciones son mucho más nítidas que en el caso anterior.

La nacionalización de BOGOC coincidió con el inicio de una política sostenida de aumento de precios por parte de OPEP, que tuvo como primer hito fueron los acuerdos de Teherán entre los gobiernos de los países árabes del Golfo Pérsico y las compañías petroleras transnacionales, duplicando los precios de referencia de los crudos indicadores de OPEP. El pago de la indemnización a BOGOC se planeó con base en moderadas proyecciones de esos precios y un modesto incremento en los precios del gas de exportación a Argentina, programando el pago en 25 años, sin interés sobre el capital, con un 25% del valor de los volúmenes de gas y petróleo exportado de esos campos. Cuando el mecanismo de pago a través de un fideicomiso estaba ya asentado, se produjo la guerra del Yom Kippur, además del bloqueo árabe. Estos dos hechos multiplicaron los precios, creando una especie de pánico mundial. Para esos días, se había recuperado –e incluso superado– los volúmenes de producción de los campos de antes de la nacionalización. Por tanto, los ingresos se incrementaron hasta tal punto que el pago de la indemnización programado a 25 años, fue concluido en sólo 9, hecho que

sorprendió a la comunidad petrolera internacional y que paradójicamente se constituyó en la mejor recomendación para invertir en Bolivia. En síntesis, se puede decir que la política reivindicatoria de precios de los países árabes y el desempeño eficaz de YPFB hicieron posible que el país superara todos los aspectos negativos de la nacionalización.

En el caso actual, nuevamente la responsabilidad fundamental del éxito de esta nacionalización recae en YPFB, con dos grandes diferencias. Actualmente el YPFB que existe no está habilitado para manejar una industria mucho mayor y más compleja que la de los casos anteriores. Por otro lado, la nacionalización de sólo la producción es compleja y delicada, y requerirá de personal experimentado en los sistemas de comercialización y de las operaciones de campos. Todo esto con presiones sociales para que el YPFB refundado realice todo tipo de actividades.

La responsabilidad sobre YPFB es enorme ya que por tercera vez el país llega nuevamente a la conclusión de que es al Estado al que corresponde el manejo óptimo de esa riqueza natural. ¿Habiendo sucedido dos veces, será esta tercera la definitiva y final?

### *El estado de la industria a la nacionalización de mayo*

La industria petrolera nacional para 2006, comparada con la de 1969, tiene grandes diferencias cualitativas y cuantitativas. En el pasado el petróleo crudo había sido el tema central de las nacionalizaciones, ahora lo es el gas natural<sup>14</sup>. Esa mutación es el fruto de una labor sostenida de exploración de YPFB y empresas transnacionales, bajo contratos de operación, desde 1972 hasta el presente. Desde 1996 a 2006, la apertura total a la empresa privada, más la apertura al gas natural del mercado brasileño, imprimieron una gran dinámica a la prospección y se obtuvieron resultados espectaculares en corto tiempo con una inversión muy grande comparada con los cánones anteriores, pero relativamente moderada para el volumen de las reservas de gas descubiertas. En forma figurativa se puede decir que Caranda, el campo de petróleo más importante de los años sesenta, ha sido el sujeto de la nacionalización de 1969. Ahora lo son San Alberto y Sábalo, dos de los megacampos de gas en el país.

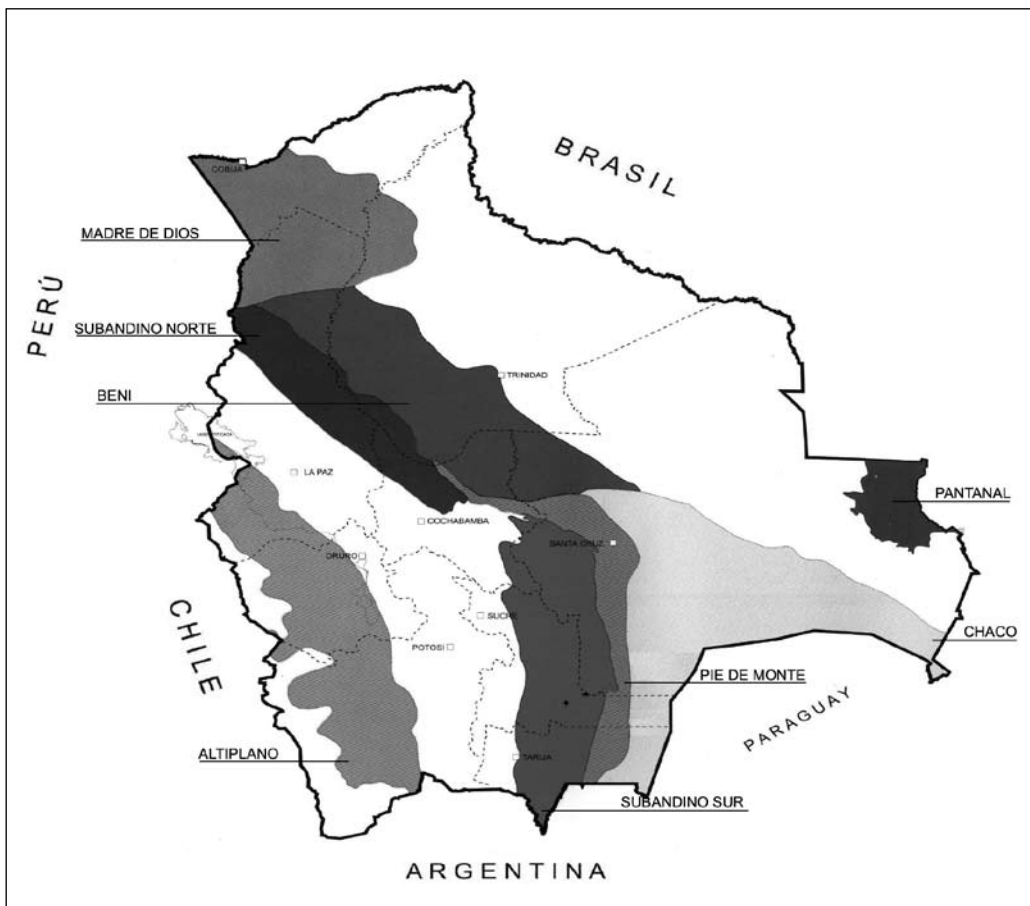
Otro aspecto importante a tomar en cuenta es el avance en el grado de conocimiento geológico sub-superficial que nos permite señalar las áreas de interés petrolero que se señalan en el gráfico 1 y que muestra en total un área de 53,5 millones de hectáreas de interés o potencialidad petrolera.

De esos 53,5 millones de hectáreas, 3,1 millones están bajo contratos de riesgo compartido (2,38 millones en exploración y 0,73 millones en explotación). Por otro lado, conforme a la Ley de Hidrocarburos vigente, YPFB ha escogido 3.538 millones de hectáreas para sus futuras operaciones, quedando 47,5 millones de hectáreas todavía libres para futuras exploraciones (datos del *Boletín YPFB*, nov.-dic., 2005) (véase gráfico 2).

---

14. Este cambio es de mayor importancia. El manejo, el transporte y sobre todo la comercialización del gas son muy diferentes a los del petróleo. El petróleo requiere instalaciones menores para su acondicionamiento una vez extraído de la tierra. De ahí para delante debe ser transportado por ductos a las refinерías o mayormente por ductos que lleguen a centros refineros de los cuales los productos refinados puedan ser enviados a cualquier rincón del planeta. Con el gas natural, el costo de acondicionarlo para el transporte es más elevado que para el petróleo. El transporte del gas acondicionado influye en más de 75% del precio y fluye directamente al centro de consumo. El gas licuado (GNL) puede circular en barcos especiales pero aún así el gas todavía no es un *commodity*.

**Gráfico 1**  
**Bolivia: ubicación de pozos exploratorios**



La zona productora continúa todavía localizada en el sudeste del país, en el área que ha sido denominada tradicional, donde se han probado 455 MMbl. de petróleo y 26,74 TCF de gas natural (trillones de pies cúbicos, o sea  $10^{12}$ PC).

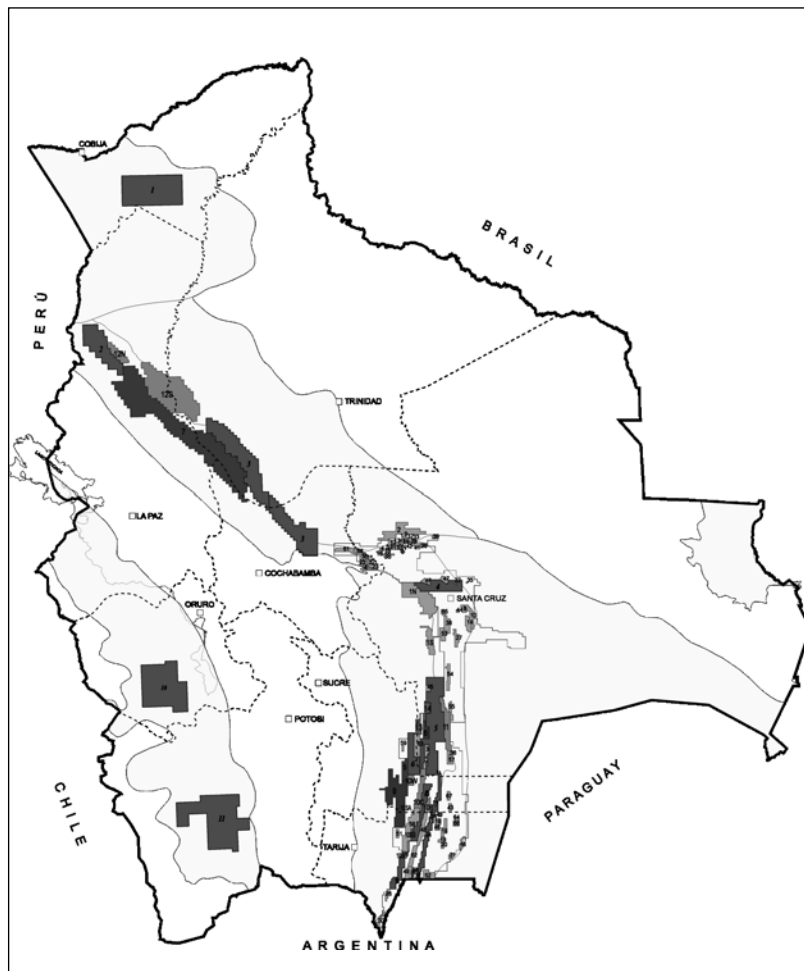
La actual administración de YPFB ha rechazado los informes de certificación de reservas aduciendo que en unos casos fue exagerada (inflada) y en otros que están subestimadas. El hecho final es que hasta enero 2006 no se tienen datos oficiales de reservas.

La explotación de esas reservas está apoyando los siguientes volúmenes de producción promedio: petróleo 50.321 bpd y gas 1.412,26 MMPCD. Los niveles de producción indicados se obtienen de 51 campos en operación:

69% de las reservas de gas están en el Departamento de Tarija, con una producción promedio de 815 MMPCD y el 52% de las de condensado, con una producción promedio de 26.400 bpd (gráficos 3 y 4).

La producción de hidrocarburos de los campos, al ser la mayoría de petróleo condensado con gas, ingresa a plantas de tratamiento de gas, ya sea en el campo mismo o en plantas que atienden más de un campo productor, para separar los líquidos del gas y la corriente intermedia de gas licua-

**Gráfico 2**  
**Áreas de contrato de riesgo compartido y áreas de operación reservadas a YPFB**

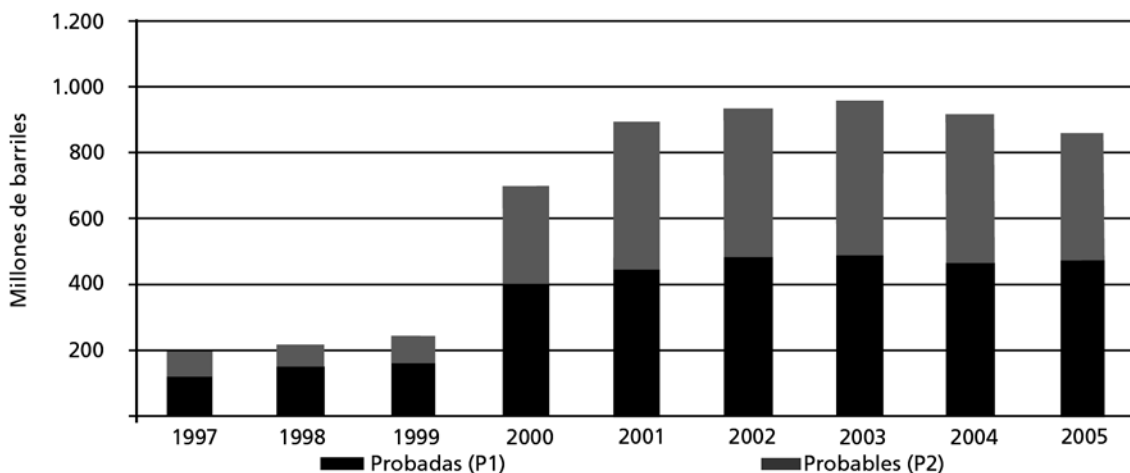


do de petróleo (GLP). Petróleo y GLP son transportados a las refinerías y centros de consumo, por el sistema de oleoductos que se muestra en el gráfico 5. La producción de refinados de las refinerías de Santa Cruz y Cochabamba es transportada a los centros de consumo por poliductos. Los sobrantes de refinación y los excedentes de crudo sin refinar son enviados para exportación por el oleoducto Cochabamba-Sica Sica-Arica.

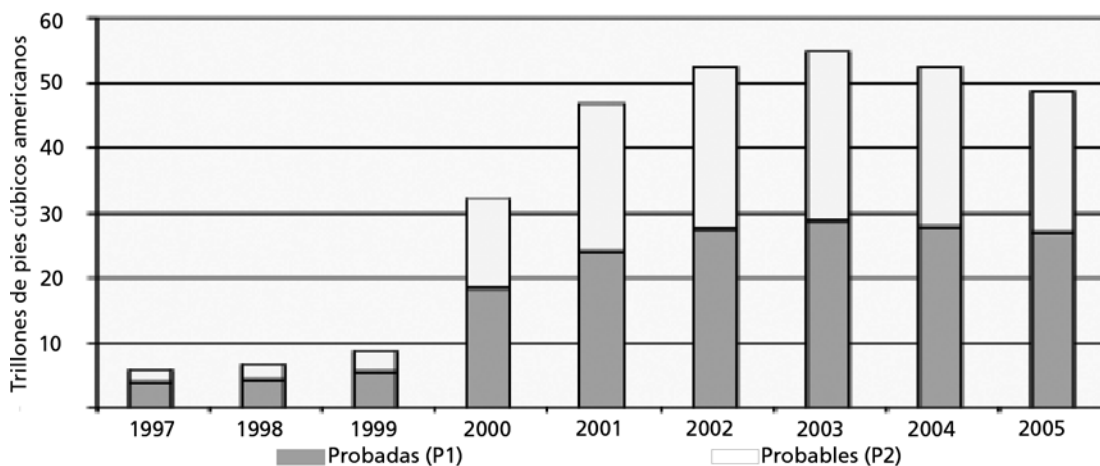
En esta forma los campos están conectados con las refinerías de Cochabamba y Santa Cruz, y éstas a su vez con las ciudades del eje central (La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí, Tarija y Sucre). En el sistema interno, todos los oleoductos son prácticamente poliductos porque transportan petróleo, productos refinados y GLP. Los poliductos abastecen de carburantes al país de las refinerías a través de los poliductos. La exportación de líquidos (crudo virgen y residual de refinación) se realiza por la línea Sica Sica-Arica. Por el sur se exportan cantidades eventuales de líquidos a Argentina por tres pequeñas líneas de Bermejo a Ramos y Madrejones y Yacuiba, a Refinor en Argentina.

A las refinerías ahora privadas, construidas por YPFB en Cochabamba y Santa Cruz, se deben añadir 2 refinerías menores en Santa Cruz construidas por la iniciativa privada. De estas refinerías se extraen cantidades adicionales de GLP para el consumo interno.

**Gráfico 3**  
Reservas de petróleo, probadas y probables (en millones de barriles)

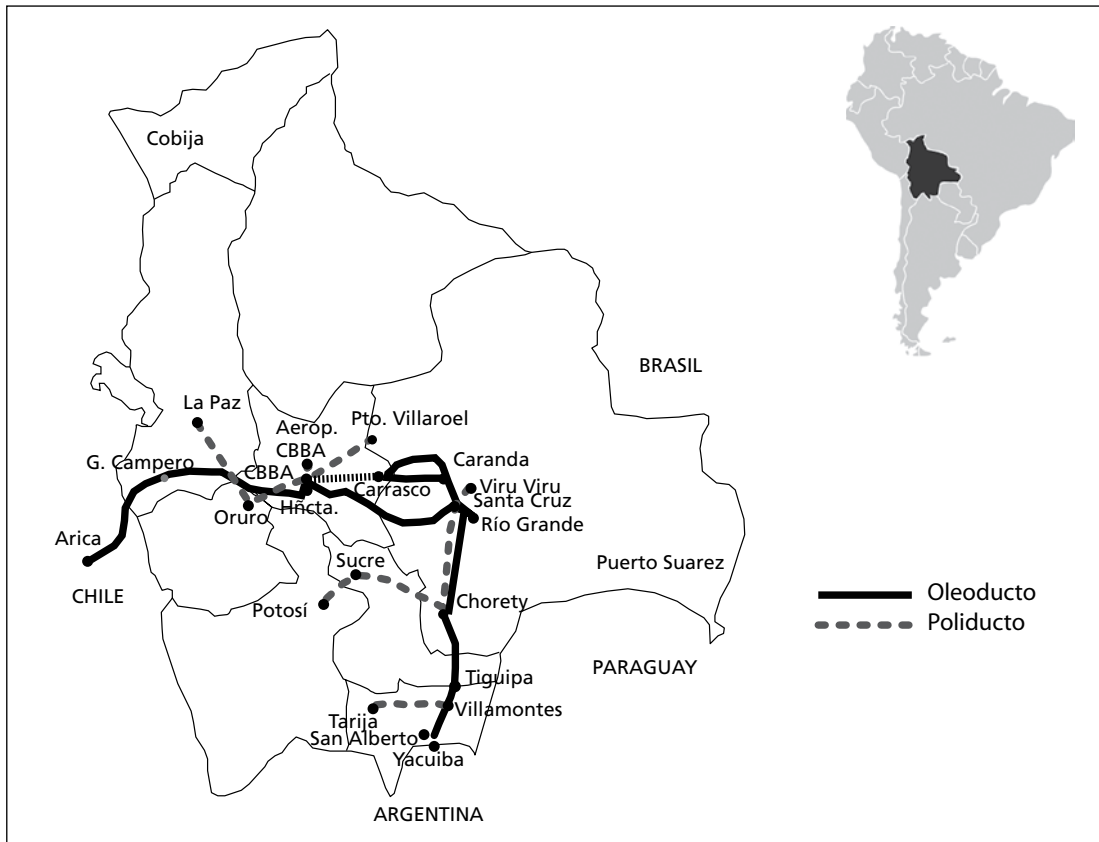


**Gráfico 4**  
Reservas de gas, probadas y probables (en trillones de pies cúbicos americanos)



Los gasoductos que transportan la producción para consumo interno y para la exportación se muestran en los gráficos 5 y 6. El gas separado en los campos fluye hacia Río Grande, donde se extrae más GLP, y combinando los volúmenes de gas del sur y del norte, son comprimidos para su exportación a Brasil con dos destinos: el principal, en la ruta Santa Cruz-Corumbá-São Paulo-Porto Alegre, y otro a Cuiabá, con una derivación de la línea principal a São Paulo, con la ruta San Miguel-San Matías-Cuiabá.

**Gráfico 5**  
**Bolivia: sistema de oleoductos y poliductos**



La exportación a Argentina se realiza por dos ductos, uno de Madrejones a Ramos y por el gasoducto YABOG por Yacuiba.

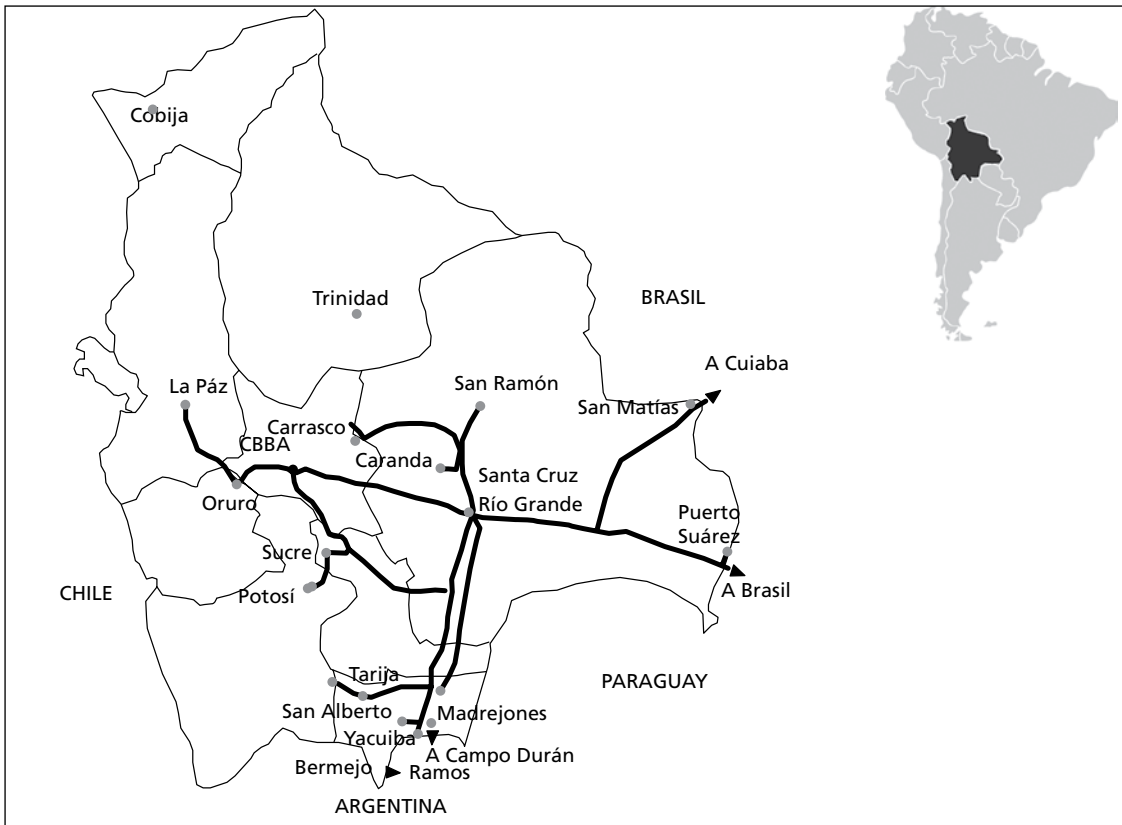
Al igual que los líquidos, los gasoductos conectan los campos con los mercados internos de las ciudades del eje central del país.

El estado general de la industria para 2006, comparado con 1969, ha sufrido grandes cambios:

- El gas natural, principal producto de la industria.
- También es el mayor producto de exportación. Esta actividad se inició mediante contrato con Gas del Estado y después con YPF desde el 1° de mayo de 1972 hasta el 30 de agosto de 1999. En ese lapso, con esos contratos se exportó 1,87 TCF con un ingreso bruto de \$US millones US\$4.562,50 millones de dólares.
- La exportación a Brasil se inició el 1° de julio de 1999 y a partir de 2002 la exportación a la Argentina. No obstante, la finalización del contrato con YPF no se interrumpió y continuó con cantidades menores. A partir de 2004 ha tomado nuevo ímpetu (gráfico 7).
- Así mismo, el consumo interno de gas en termoeléctricas y plantas industriales ya es de importancia, alcanzando un nivel equivalente de 20.000 bpd. de derivados.
- La utilización del gas en instalaciones domiciliarias alcanzaba a 63.700 usuarios en marzo de 2006.

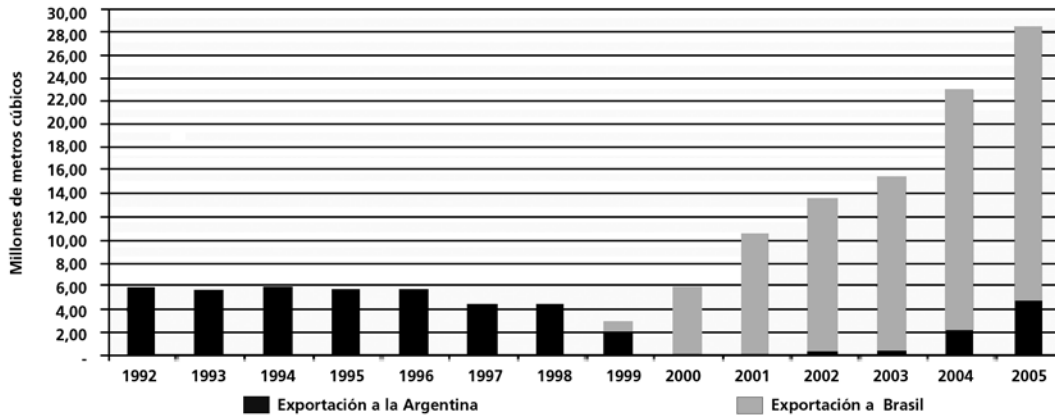


**Gráfico 6**  
**Bolivia: gasoductos que transportan la producción para consumo interno**  
**y para la exportación**



- La utilizaci3n del gas natural comprimido (GNC) vehicular ha sido introducida al mercado, cont3ndose hasta marzo de 2006 con 54.900 veh3culos.
- En general hay una tendencia definida hacia mayor uso del gas natural en el mercado interno.
- Hasta la fecha no se tienen plantas de fertilizantes, pl3sticos, etc., en las cuales el gas haya sido procesado qu3micamente o industrializado.
- Finalmente, el otro aspecto fundamental es que, desde 1969 hasta la fecha, el pa3s ha adquirido una relevante importancia geopol3tica en el cono sur por su situaci3n geogr3fica central, las reservas exportables de gas y el sistema de gasoductos existentes en la regi3n conectados con Bolivia, que permiten visualizar el pa3s como un centro de abastecimiento y transporte de gas del cono sur. Esta posible futura posici3n ser3a lo que en la industria constituye las bases para un "HUB" por tanto, es muy factible pensar en Bolivia como el "Gas Hub" del cono sur.

**Gráfico 7**  
**Exportaciones de gas (probadas y probables) a Argentina y Brasil (en MMm<sup>3</sup>d)**



### La nacionalización de mayo, ¿igual o diferente a las anteriores?

Las nacionalizaciones de 1937 y 1969 fueron dispuestas a través de Decretos Supremos de dos gobiernos *de facto*, el de Toro y el de Ovando, y se concretaron con la ocupación e incautación de las instalaciones y los activos de las empresas petroleras extranjeras operando en el país (Standard Oil de New Jersey y Gulf Oil Corporation, respectivamente). La nacionalización de mayo también fue dispuesta por un Decreto Supremo, pero en el marco de un gobierno constitucional y un régimen de derecho. Además, a diferencia de las anteriores, el D.S. 28701 dispuso la nacionalización de la producción en boca de pozo y la nacionalización de acciones en cinco compañías hasta llegar al 50% + 1 del paquete accionario y ningún activo en los campos, por tanto, no se trata de una nacionalización de la industria como en los dos casos anteriores.

La actual nacionalización de los hidrocarburos es un proceso que está todavía en desarrollo. En realidad, se inicia con la Ley 3058 del 17 de mayo de 2005 que, además de establecer los principios que regirán a partir de su promulgación y en el futuro con la industria nacionalizada también pone en efecto medidas fundamentales de la nacionalización. La Ley misma se fija un plazo de 180 días para el cambio de los contratos existentes, que no se pudo cumplir. Al término de ese período, nos encontramos con una figura nacionalizadora incompleta. De ahí que al año de la Ley 3058, el Decreto Supremo 28701 es promulgado, y denominado Decreto Supremo de Nacionalización "Héroes del Chaco", que en esencia es una reglamentación y complementación de la Ley 3058, para lograr la nacionalización de la producción, no de la industria. El Decreto Supremo 28701 a su vez vuelve a fijar "un plazo no mayor a 180 días para que las compañías petroleras privadas regularicen su actividad mediante contratos que cumplan las condiciones y requisitos legales y constitucionales" (D.S. 28701 Art. 3). En esta forma se estima concluirá el proceso nacionalizador el 28 de octubre de 2006.

Para entender con propiedad cómo se desarrolla este proceso nacionalizador es conveniente conocer cómo está estructurada la industria y la naturaleza legal de sus componentes.

La actividad de exploración, producción y comercialización –denominada “*upstream*”– de la producción de gas y petróleo es realizada por 18 compañías con 71 Contratos de Riesgo Compartido entre YPFB y la compañía o grupo de compañías que se hubieran asociado para un determinado contrato. Los contratos son por áreas específicas. Entre estas compañías, existen dos categorías: las que se formaron por la capitalización de YPFB en el *upstream*: Andina S.A. y Chaco S.A. y las otras que ingresaron al país al amparo de la ley vigente hasta mayo de 2005. En Andina S.A. y Chaco S.A., 46% y 45% respectivamente de las acciones eran propiedad de los ciudadanos bolivianos, a través de los fondos de pensiones existentes en el país. El socio mayoritario de Andina es Repsol-YPF S.A. y de Chaco, BP S.A.<sup>15</sup>. Las otras compañías son: BG Bolivia Corporation, Don Wong Corporation, Empresa Petrolera Andina S.A., Empresa Petrolera Chaco S.A., EPEC Ventures Bolivia Corporation, Geodyne Energy Suc. Bolivia, Matpetrol S.A., Mobil de Petróleos S.A., Orca S.A., Petrobrás Bolivia S.A., Petrobrás Energía S.A., Pluspetrol Bolivia Corporation S.A., Repsol-YPF Bolivia S.A., Servicios Integrales EPSI Ltda., Sterner Investments Corp., Total Exploration Production Bolivia y Vintage Petroleum Boliviana Ltd. Todas ellas tienen áreas con contratos individuales o asociadas entre ellas. Así, por ejemplo, en los megacampos San Alberto y San Antonio están asociadas Total, Petrobrás y Andina. En general, se tiene una red compleja de asociaciones de empresas con contratos en diferentes áreas, que llegan a sumar los 71 Contratos de Riesgo Compartido mencionados. Todas las compañías del *upstream* operan, hasta la fecha, con el mismo tipo de Contrato de Riesgo Compartido.

En el transporte de hidrocarburos por ductos hay 5 compañías transportadoras: Transredes S.A., que se formó con la capitalización de las instalaciones y ductos de YPFB<sup>16</sup> (en esta compañía, al igual que en Chaco S.A. y Andina S.A., los ciudadanos bolivianos eran dueños del 34% de las acciones a través de los fondos de pensiones); además de otras cuatro compañías privadas de transporte: Trans Sierra, GTB, Gas Oriente Boliviano y Plus Petrol.

En este sector de transporte de hidrocarburos por ductos la figura es diferente a la del *upstream*, pues las compañías no tienen contratos suscritos con el Estado. Las compañías ejercen esa actividad en virtud de concesiones de transporte otorgadas por el Estado boliviano a través de la Superintendencia de Hidrocarburos.

El sector de refinación no fue capitalizado, sino privatizado, mediante la venta de las dos refinerías importantes de YPFB en Cochabamba y Santa Cruz. Una tercera, la refinería de Sucre, fue transferida a los trabajadores de YPFB y al momento está cerrada. Adicionalmente, inversionistas privados construyeron dos pequeñas refinerías en Santa Cruz, por tanto, todo el sector de refinación es una actividad en manos privadas, y al presente el propietario de las dos mayores, Guillermo Elder en Santa Cruz y Valle Hermoso en Cochabamba es Petrobrás-Bolivia Refinación S.A.

---

15. El art. 6 de la Ley 3058 determina la recuperación gratuita de las acciones de los ciudadanos bolivianos de Andina S.A., Chaco S.A., y Transredes S.A., a favor de YPFB, medida que ya ha sido consumada.

16. Excepto el tramo en Chile del oleoducto Sica Sica-Arica desde la frontera chileno-boliviana hasta Arica y todas las instalaciones de la estación marítima de embarque de hidrocarburos que siguen siendo propiedad de YPFB y que al presente son operadas por Transredes por un contrato de administración.

Adicionalmente está la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLHB), que recibe los productos de las refinerías al por mayor, los almacena, transporta y lleva hacia los centros importantes de distribución. Esta compañía también es privada.

La distribución de los productos a las estaciones de servicio era efectuada por compañías mayoristas que ya han sido sustituidas por YPFB.

La comercialización al detal continúa siendo efectuada por estaciones de servicio privadas, en forma individual o asociadas entre algunas de ellas, formando cadenas. YPFB cuenta con un pequeño número de estaciones desde antes de la capitalización.

El 80% del GLP producido en plantas de algunas compañías del *upstream*, más del 20% producido en las refinerías es embotellado en 8 plantas privadas y 26 de YPFB.

### *La nacionalización de mayo*

Como se mencionó, la Ley 3058 oficializa la propiedad del Estado sobre toda y cualquier producción de hidrocarburos a boca de pozo –término que significa “en la superficie de la tierra”–, actual y futura, designando a YPFB como el representante del Estado (Art. 5). En tal sentido, se instruye que todos los Contratos de Riesgo Compartido sean convertidos al formato de la nueva ley, que ofrece tres posibilidades y en todas ellas las empresas petroleras quedarían como prestadoras de servicios de YPFB, a ser remuneradas por sus servicios, en dinero o en especie. YPFB, a partir de la promulgación de la ley debe realizar la comercialización de la producción. Se fija un sistema de regalías e impuestos –18% y 32%, respectivamente– sobre el valor de la producción, y se mantiene la tributación por utilidades y remisión de utilidades. Así mismo, la ley señala la recuperación de las acciones en los fondos de pensiones y para la refundación de YPFB, definiendo su futura organización.

El D.S. 28701, al reafirmar el control, la propiedad y el manejo de la producción por parte de YPFB, dispone que la producción sea entregada a la empresa estatal para su comercialización. Instituye un nuevo tributo del 32% de la producción a dos megacampos, en favor de YPFB, por 6 meses. Se establece nuevamente un plazo de 180 días para la firma de nuevos contratos y mientras tanto se asignan auditorías para revisar los rendimientos de los contratos de riesgo compartido en funcionamiento. El Decreto Supremo dispone la transferencia gratuita de las acciones de los bolivianos en los fondos de pensiones a favor de YPFB y adicionalmente nacionaliza el número necesario para que YPFB pueda alcanzar el 50% + 1 de posición accionaria en Andina S.A., Chaco S.A. y Transredes.

El Decreto Supremo dispone la nacionalización del 50% + 1 de las acciones de Petrobrás Refinación y de la CLHB. En ninguno de los casos mencionados se ha indicado cómo se efectuaría esa nacionalización o traspaso de acciones a YPFB. Salvo la aplicación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos, el resto de las medidas nacionalizadoras está entrando en ejecución lentamente.

De no mediar algún suceso importante y nuevo, en octubre Culminado el proceso de nacionalización debería haber llegado a su conclusión y se tendría la industria petrolera queda estructurada bajo la égida de YPFB en la siguiente forma: en la parte de exploración y producción, YPFB terminaría como socia de las empresas Andina S.A. y Chaco S.A. De lograrse el 50% + 1, YPFB tendría participación mayoritaria. De llegar a ser accionista mayoritario de Andina S.A. y Chaco S.A.,

coloca a YPFB para adecuar o renegociar 37 contratos de riesgo compartido con YPFB también. Entre ellos, 6 por áreas de exploración y 31 en áreas de explotación. Así mismo, por la participación mayoritaria de estas compañías en contratos en sociedad con otras empresas en otras áreas, también tendría que negociar o adecuar 3 contratos en 3 áreas en producción<sup>17</sup>. En este último caso se trata de las áreas bajo contrato en las que están localizados los megacampos San Alberto y San Antonio.

Adicionalmente, existirían 34 áreas bajo contrato con las otras compañías (BG Bolivia Corporation, Don Wong Corporation, Empresa Petrolera Andina S.A., Empresa Petrolera Chaco S.A., EPEC Ventures Bolivia Corporation, Geodyne Energy Suc. Bolivia, Matpetrol S.A., Mobil de Petróleos S.A., Orca S.A., Petrobrás Bolivia S.A., Petrobrás Energía S.A., Pluspetrol Bolivia Corporation S.A., Repsol-YPF Bolivia S.A., Servicios Integrales EPSI Ltda., Sterner Investments Corp., Total Exploration Production Bolivia y Vintage Petroleum Boliviana Ltd.), que de llegar a un acuerdo aceptable para YPFB y todas las compañías, continuarían trabajando como contratistas de YPFB bajo alguna de las modalidades previstas en la Ley 3058<sup>18</sup>. En el caso de que alguna compañía o compañías no aceptaran los nuevos términos, YPFB tendría que hacerse responsable de las operaciones (exploración o explotación) que la compañía dejaría de ejecutar.

En el sector de transporte por ductos, YPFB quedaría también como socio de Transredes y socio mayoritario del gasoducto de Gas Transboliviano (GTB) y dueño de la estación de compresión de Río Grande. Al no hacer en la Ley ni en el Decreto de Nacionalización mención alguna sobre los gasoductos de Transierra (Yacuiba-Río Grande) y Gas Oriente Boliviano (San Miguel-San Matías), estas empresas transportadoras continuarían funcionando como empresas transportadoras privadas.

En refinación, de lograr adquirir el 50% + 1 de las acciones de las refinerías, YPFB quedaría como socio mayoritario de las refinerías de propiedad actual de Petrobrás. Y de igual forma, YPFB podría ser socio mayoritario de la Compañía Logística Boliviana de Hidrocarburos. El resto de la cadena se mantendría igual que en la actualidad.

Se debe hacer notar que, de todas maneras, en las empresas en las que YPFB participe éstas tendrían que convertirse en Sociedades Anónimas Mixtas, que entre otros aspectos están sujetas al control de la Ley SAFCO, aspecto que no sería muy atractivo a la inversión privada.

Por todo lo descrito se puede apreciar que la nacionalización de mayo de 2006, nacionaliza la producción de los hidrocarburos a boca de pozo, no la industria petrolera nacional. Al no haber ninguna confiscación o toma de activos o instalaciones, y por las omisiones en gasoductos, la nacionalización no abarca toda la industria. Mediante la transferencia gratuita a favor de YPFB de las acciones en los fondos de pensiones, se recupera parte de las empresas capitalizadas. Finalmente, en una especie de "*hostil take over*" se pretende controlar accionariamente las refinerías y la Compañía Logística de Hidrocarburos Boliviana.

---

17. Se informa que el 10 de mayo de 2006 el Tribunal Constitucional se pronuncia mediante Resolución 0032/2006 indicando que los contratos de riesgo compartido firmados en el presente no son inconstitucionales. Eso podría ser objeto del inicio de acciones legales muy fuertes por parte de las compañías petroleras.

18. La ley prevé que los contratos de riesgo compartido se conviertan a cualquiera de las tres modalidades que se mencionan: contrato de operación, mixtos o de producción compartida.

Este recuento resalta la diferencia con las otras dos nacionalizaciones que involucraron toma de activos y conllevaron la obligación de pagos indemnizatorios. En el caso de la nacionalización de mayo 2006, no cabe ninguna indemnización porque ningún activo o instalación ha pasado de propiedad privada a la estatal.

Por otro lado, al haber hecho la adquisición forzada de acciones (hostil take over) en el marco de un Estado de Derecho, tendrá que ser compensada en alguna forma que hasta el momento no se conoce.

### *Repercusiones de las medidas nacionalizadoras*

El amplio despliegue publicitario del 1° de mayo, con el Decreto Héroes del Chaco, debe ser visto en dos ópticas: internamente galvanizó a la ciudadanía que esperaba el cumplimiento de una promesa electoral y aspiraba el retorno del Estado a la industria petrolera para contar con esos ingresos y lograr mejores días para el país; externamente, los intereses afectados poco tuvieron que hacer para crear una imagen negativa. Las escenas de una ocupación militar transmitían el mensaje (errado) de que la nacionalización se estaba efectuando con la fuerza de las armas.

Los círculos informados de la industria petrolera están sorprendidos y un poco atónitos. Todavía no alcanzan a comprender la validez de las razones por las cuales la industria gasífera boliviana, que parecía que iba a ingresar en el mercado nacional del GNL, se echó para atrás, causando incluso un cambio de gobierno. Una reunión de especialistas realizada en 2001, unánimemente estimó que el gas boliviano, como GNL, sería el primero en llegar a California. Ahora, están doblemente sorprendidos por una nacionalización. Este tipo de medidas ya se han dejado de utilizar en el mundo, en todos los lugares existe una relación de entendimiento con las petroleras privadas. De todas maneras, hay un ambiente de expectativa para cuando el plazo de conversión de contratos termine.

Por otro lado, por la antipatía generalizada que existe hacia las compañías petroleras debido a sus ganancias excesivas, círculos intelectuales y políticos, y sobre todo de Europa, han reaccionado favorablemente a las noticias de la nacionalización del petróleo en Bolivia.

Los organismos financieros y la banca internacional están en un compás de espera, con un prudente silencio, excepción hecha de bancos que conformaron un paquete financiero con la CAF para un crédito en ejecución y están renuentes a continuar desembolsos hasta que se clarifique la figura en Bolivia.

### *Oportunidades – Ventajas – Peligros*

Ésta es la tercera vez que el Estado estaría tomando las riendas de la industria y, como se ha indicado, es la nacionalización que se decreta con mayor apoyo político.

Por un lado está la Ley 3058, previa al actual gobierno, que sienta las bases; después el D.S. 28701, emitido por un gobierno elegido democráticamente con una votación sin precedentes y que al nacionalizar está cumpliendo una de sus promesas electorales. Por otro lado, por las ganancias sin precedentes que están obteniendo, las petroleras en todo el mundo a consecuencia de los altos

precios, la industria en general no goza de la simpatía mundial. Estos antecedentes abren las puertas a la industria nacional con una nueva fisonomía de industria totalmente controlada por el Estado: la magnitud de los recursos, su importancia nacional y regional, y un apoyo político mayoritario brindan una gran oportunidad para que, manejando inteligentemente la industria, ésta pueda servir para efectuar cambios importantes en el desarrollo económico y social del país.

Como se verá más adelante, los flujos financieros que la industria pueda generar no tienen precedentes en la historia del país y permitirán acometer programas de gran envergadura para mejorar el nivel de vida de todos los habitantes del territorio nacional. Por otro lado, geo-estratégicamente, el país ya ha tomado otra dimensión o fisonomía, acrecentada por el hecho de que estando en el centro del cono sur, posee en el presente las mayores reservas de gas de la zona, con proyecciones que pueden ser aún mayores, en una región con mercados crecientes e insatisfechos.

En estas circunstancias, el manejo de los hidrocarburos por el Estado brinda la oportunidad de estructurar una corriente uniforme y en la misma dirección para lograr objetivos geopolíticos nacionales, tales como convertir el país en el centro de abastecimiento y transporte de gas para el cono sur.

El peligro mayor que corre la nacionalización es que en un período razonable no llegue a llenar las expectativas de la ciudadanía. Ese peligro depende en gran medida del desempeño de YPF. La primera condición general que necesita YPF para ser una empresa "eficiente y transparente" es que, pasada la euforia inicial, el manejo de la misma sea más empresarial que político. Lamentablemente, lograr ese clima de conducción de la empresa no es fácil en las condiciones actuales. Un YPF empresarial ya no existe y es tan solo un recuerdo del pasado. Desde 1997, YPF dejó de ser una empresa y se convirtió en una agencia supervisora de los contratos de riesgo compartido, con ingresos que no generaba pero que recibía por ley. Por tanto, debe comenzar a estructurarse nuevamente. Para ello, debe adoptar un claro camino de actividades a desarrollar dentro de una planificación de corto plazo y debe empezar a dotarse del personal calificado necesario. Hasta que se defina claramente cómo quedarán las empresas petroleras privadas en el país, YPF no puede efectuar un planeamiento a mediano y largo plazo. Esta situación en sí ya es difícil, pero se torna aún más complicada porque por el auge de la actividad petrolera en el mundo, como consecuencia de los precios altos, la escasez de personal calificado es mundial y sujeta a una gran competencia en términos de remuneración y otros beneficios.

En la medida en que el manejo de YPF sea despolitizado, la empresa estatal estará menos expuesta a los grandes males y/o defectos que sufrió YPF en el pasado. Entre ellos se pueden citar:

- Manejo discrecional, ineficiente y corrupto de los sistemas de distribución y expendio de productos a la población.

Cuando YPF dejó de ser la única agencia que otorgaba los permisos de expendio público de productos, el servicio de abastecimiento al consumidor final mejoró en calidad. Al fin el país cuenta con estaciones de servicio modernas que funcionan las 24 horas en todo el territorio nacional y que no son otorgadas por favor político o sindical como en el pasado. La primera actividad a la que el YPF ha retornado es a la distribución al por mayor, por tanto, está a un paso de poder caer en esas viejas prácticas con la fácil excusa política de ser una muestra de renuncia a cualquier vestigio de la política petrolera anterior.

– Reactivación del sector.

La labor prioritaria de YPF es reactivar el sector. La industria ha ingresado, paulatinamente, a una cuasi parálisis. Actualmente estamos trabajando al máximo de nuestra capacidad operativa. Algún percance natural podría causar desabastecimiento.

– Exceso de personal.

La industria petrolera es por excelencia altamente intensiva en costos de capital y baja ocupación de mano de obra. Por otro lado, los altos rendimientos y la competencia por profesionales y mano de obra resultan en niveles salariales altos. Estos salarios apetecidos en el mercado, combinados con el clientelismo político, ocasionaron excesos de personal en YPF. Antes de la capitalización, YPF llegó a contar con más de 9.000 empleados. En el presente, la industria petrolera, que es mucho más grande y compleja que entonces, ocupa alrededor de 3.000 personas directamente y otro tanto en compañías de servicios. Lamentablemente, el problema actual y por los primeros días será que YPF necesitará personal calificado y este tipo de profesionales está muy solicitado en el mercado de trabajo. A ello se debe agregar la política de austeridad salarial vigente, que es totalmente irreal para esta industria. Aun subsanando este aspecto, YPF tendrá que iniciar a breve plazo un programa de preparación de profesionales en institutos superiores de enseñanza.

### *La industrialización del gas, espejismos y realidades*

Gran parte de la ciudadanía, especialmente en el occidente del país, tiene muy enraizada la idea de que no se deben exportar materias primas sino industrializarlas en el país, para después exportarlas con valor agregado. Este pensamiento tiene sus orígenes en la experiencia de país exportador de minerales, a la cual se atribuye que el gran beneficio se quedó afuera con la industrialización de esos insumos en otros países. Para el sector petrolero ese pensamiento se concreta en el planteamiento de que en vez de exportar gas, deberíamos exportar productos petroquímicos. Adicionalmente, como el país no se autoabastece de *diesel*, está en boga la idea de que convertir el gas en líquidos (GTL) sería la solución, tanto interna como de exportación.

Esto explica por qué en la denominada Guerra del Gas, que en gran medida fue precursora de la nacionalización de los hidrocarburos, el lema de: "Gas: industrializar, no exportar", se convirtió en un *slogan* unificador, una especie de esperanto insurreccional.

El gas natural que se produce es una mezcla de metano, etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, así como otras sustancias –que son prácticamente impurezas– como gas sulfhídrico, carbónico, etc. La industrialización del gas es la transformación química de los hidrocarburos mencionados. El gas natural boliviano es excepcionalmente limpio, mayormente metano (más del 95%), con etano y propano el restante 5%-4% y casi desprovisto de impurezas o contaminantes,

La industrialización de gases de esa naturaleza, utilizando los procesos totalmente probados en el mercado, se orienta hacia la producción de plásticos y fertilizantes<sup>19</sup>. Plásticos, extrayendo el etano y propano del gas natural producido y sometiendo estos hidrocarburos a procesos de ruptura molecular

19. Técnicamente la producción de metanol es otra alternativa que requiere que las plantas estén cerca de la costa para su transporte marítimo.



(craqueo) y después a la formación de nuevas cadenas moleculares (polimerización). La producción de fertilizantes del gas no requiere de la fracción que se utiliza para la petroquímica de plásticos; los fertilizantes pueden ser producidos utilizando solo metano.

En ambos casos la competitividad en precios radica mayormente en la escala de producción, producción que a su vez depende de la seguridad de suministro de materia prima, precios de la misma, la inversión y tecnología necesarias y su acceso a los mercados compradores.

En el caso boliviano es necesario que de una sola corriente, o en un punto donde se concentran corrientes de gas, se cuente con suficiente volumen del cual se pueda extraer etano y propano suficiente para alimentar y justificar plantas con economía de escala que sean competitivas. Los volúmenes de exportación a Brasil están muy cercanos de llenar ese requisito. Una corriente de 30 millones de m<sup>3</sup>/día de gas boliviano contiene la suficiente materia prima para instalar una planta de 500.000 T/A a 600.000 T/A de polietileno.

La producción de fertilizantes al utilizar gas sin fracciones pesadas, o gas seco como generalmente se lo denomina, requiere de volúmenes menores, pero también de economía de escala para su competitividad, así tenemos que plantas de 200.000 T/A a 300.000 T/A de amoníaco, o 4.000.000 T/A a 5.600.000 T/A de úrea requieren de 1,5 a 2 millones de MMm<sup>3</sup>/día de gas.

La infraestructura de transporte nacional no es la adecuada para mover a grandes distancias los tonelajes señalados. Afortunadamente, los gasoductos mayores de exportación nos acercan a los mercados, por estas razones la industrialización del gas nacional será factible en Puerto Suárez, utilizando los volúmenes de exportación de gas a Brasil. En un mediano futuro, también sería factible en el sur (Yacuiba o Villamontes), utilizando el gas de exportación a Argentina, dado que esos volúmenes contendrían suficiente etano para una planta de polietileno para el mercado argentino.

Lograr un puerto de embarque y conversión de gas a gas natural licuado (GNL) sería el punto ideal para la industrialización petroquímica, en fertilizantes y la conversión a líquidos del gas (GTL).

La conversión de gas natural a líquidos (GTL) es un proceso descubierto a principios del siglo XX por los científicos alemanes Fisher y Tropsch y fue utilizado en instalaciones industriales durante la II<sup>a</sup> Guerra Mundial, por la Alemania nazi, ante la imposibilidad de contar con fuentes de petróleo. Pasada la contienda el proceso continuó sólo a nivel de laboratorio. También Sudáfrica ha gasificado el carbón para producir líquidos, frente al bloqueo árabe de provisión de petróleo contra la política del *apartheid*. En líneas generales y sin tomar en cuenta sus costos, ha sido considerado como un proceso a ser utilizado frente a grandes emergencias.

Desde finales del siglo XX, el proceso ha vuelto a ser impulsado por las escaladas de precios del petróleo y los requerimientos de disminuir la contaminación ambiental, dado que los productos que se obtienen, fundamentalmente el *diesel*, prácticamente no contaminan el ambiente. Así se tiene a la fecha dos plantas industriales en producción, una en Sudáfrica de la firma Sasol, como resabio de los tiempos del bloqueo árabe, y otra en Malasia, propiedad de Shell.

Desde hace unos cinco años, Qatar ha adoptado la política de explotar aceleradamente sus grandes yacimientos de gas natural<sup>20</sup>, y en tal sentido, además de estar en camino a convertirse en el mayor productor de GNL en el mundo, también ha decidido convertirse en el centro mundial de

20. La reserva probada de gas natural de Qatar alcanza a 900 TFF (BG, junio 2006).

conversión de gas a líquidos (GTL). Para ello cuenta con grandes proyectos de GTL: uno con Chevron-Sasol (llamado Proyecto ORYX), para una producción de 60.000 bpd. de *diesel*, y dos con Shell para dos futuras plantas con producción de 70.000 bpd. y 80.000 bpd. programados para 2010 y 2011, respectivamente. El Proyecto ORYX empezó su producción en junio de 2006, sin embargo, Chevron ha sido muy cauta y de un perfil muy bajo al hacer el anuncio, indicando que sólo después de un año podrá llegarse a total capacidad. En ambos casos la empresa qatarí de petróleo es socia minoritaria (30%). No se tiene todavía acceso a los precios del gas con los que alimentarán las plantas, así como tampoco a los precios de venta ni al monto real de las inversiones y las posibles tasas de retorno. Lo cierto es que la empresa qatarí contribuye con el gas y se la ha dotado de muchas facilidades de infraestructura existentes de las plantas de GNL y otras para el financiamiento de las plantas de GNL. Al no tener datos y por la cautela con la que estos son manejados, se podría decir que las tecnologías de GTL<sup>21</sup> todavía no tienen pantalones largos. El mundo gasífero está pendiente de estos dos proyectos, porque son numerosas las reservas de gas lejos de los mercados para su aprovechamiento mediante gasoductos y su conversión a LNG, para los cuales GTL podría ser una real alternativa.

En nuestro caso se deberá evaluar con cuidado su conveniencia, frente al posible ahorro en importación de *diesel*. Por un lado se debe tener en cuenta las inversiones en las refinerías para la instalación de procesos ya probados y así obtener más *diesel* y, por otro, el precio del gas que debe ser suministrado a la planta de GTL, frente al precio del gas vendido como combustible. En todos los casos, la iniciativa privada debería correr con el riesgo de la inversión. Los procesos todavía no están maduros para inversiones estatales.

Por las consideraciones técnicas descritas se puede apreciar claramente que exportar gas industrializarlo no son alternativas excluyentes; al contrario, en el caso boliviano son complementarias.

Por otro lado, examinando la industria a nivel mundial, se puede indicar que menos del 1% del gas producido es industrializado. El consumo fundamental –y casi total del gas– es como energético. Adicionalmente, como la mayor parte se comercializa a través de gasoductos que conectan las fuentes con los mercados, en una especie de cordones umbilicales se llega a crear una verdadera interdependencia entre comprador y vendedor. Una vez que el uso del gas natural, como energético, se establece en un mercado y forma parte permanente de su patrón de consumo energético (matriz energética), difícilmente puede prescindir de gas. El máximo grado de libertad que se le permite es cambiar de abastecedor. Esta particularidad dota al comercio de gas de características geoestratégicas que, en el caso de Bolivia, por tratarse de un país gasífero, no deben ser pasadas por alto. El gas industrializado está desprovisto de todas estas características. Como ejemplo, el plantear productos petroquímicos y fertilizantes por mar, no tendría sentido. En cambio, el planteamiento “gas por mar” es de gran envergadura y podrá ser rechazado, pero no ignorado.

Lo anterior explica por qué los grandes países exportadores de gas, lo utilizan en forma marginal para su industrialización, no obstante que cuentan con grandes reservas, con posición geográfica privilegiada para acceso a los mercados, sin mencionar su capacidad financiera y el acceso a las tecnologías necesarias. El gas como combustible tiene un contenido geopolítico enorme.

---

21. En Qatar el Proyecto ORYX usa una tecnología y la Shell otra propia.

### Tres posibles escenarios

Teniendo en cuenta las oportunidades y ventajas que se presentan, así como los peligros y las amenazas que se ciernen a raíz del proceso de nacionalización, se puede intentar bosquejar escenarios a futuro. A continuación veremos tres escenarios para los próximos cuatro años, hasta el año 2010. Este período parece razonable porque ofrece continuidad de gobierno, tendencias mundiales de hidrocarburos en subida y una demanda regional de gas no sustituible por otros oferentes. A su vez, no obstante que no se cuenta con cifras oficiales de reservas al 1° de enero de 2006, también se ha considerado razonable estimar que se cuenta con reservas suficientes como para adquirir los consumos que se han contemplado en los tres escenarios.

En el cuadro 1 se presentan los ingresos que se consideran más significativos, resultantes de cada escenario (A = Posible real; B = Optimista; C = Pesimista): ingresos fiscales totales, ingresos por regalías y por otros conceptos definidos en la Ley 3058. Así mismo, en el cuadro 2 se detallan las inversiones necesarias para que los resultados de los anteriores escenarios sean posibles.

**Cuadro 1**  
**Ingresos fiscales 2007 – 2010**  
**(en US\$ millones)**

Año	Escenario A				Escenario B				Escenario C			
	Regalías	Otros	TGN	Total	Regalías	Otros	TGN	Total	Regalías	Otros	TGN	Total
2007	973	87	392	1.452	1.424	128	514	2.126	791	70	319	1.180
2008	995	89	401	1.485	1.636	147	659	2.442	759	68	306	1.133
2009	996	90	401	1.486	2.471	221	996	3.688	704	63	284	1.051
2010	1.318	117	532	1.967	2.595	305	1.073	3.973	694	62	279	1.035

**Cuadro 2**  
**Inversiones requeridas 2007 – 2010**  
**(en US\$ millones)**

Año	Escenario A	Escenario B	Escenario C
2007	120	700	30
2008	800	940	30
2009	590	460	60
2010	310	400	280
Total	1.820	2.500	400

Para calcular los tres escenarios y dar sustento a los cálculos y resultados obtenidos, algunos importantes supuestos han sido utilizados. Así, tenemos:

– Contrato de venta de gas a Brasil.

En todos los escenarios se ha contemplado que el actual contrato de venta de gas a Brasil continúa sin interrupción. Esta suposición, casi condición, está sustentada por el hecho de que siendo la producción boliviana de gas y condensado, el volumen de líquidos (condensado) que el país dispone para refinar y obtener los carburantes que mueven su economía depende de la producción de gas y a su vez esta producción está fundamentalmente destinada a la exportación a Brasil. Por tanto, Bolivia no puede dejar de producir gas de exportación, así como Brasil no puede prescindir del gas boliviano en el lapso de tiempo estudiado. Así, los tres escenarios mantienen el suministro: Escenario A, llega a los 30 Mm<sup>3</sup>/d contratados en 2009; Escenario B llega en 2008, y Escenario C, llega en 2010.

– Resultado de las negociaciones con las empresas petroleras.

Los acuerdos o desacuerdos a los que llegue el gobierno con las empresas son decisivos para la orientación de cada escenario. El Escenario A, llamado realista, se basa en la suposición según la cual el gobierno no desea que las compañías abandonen el país o se suscite un enfrentamiento total a ser presumiblemente resuelto en cortes de arbitraje, ni las compañías tampoco. Por tanto, el Escenario A prevé una serena negociación que contemplaría elevar la tributación total a 60% de los ingresos, tomando en cuenta el IDH, regalías, impuestos, incluyendo los de la Ley 843 y el Surtax. A su vez, este arreglo incluiría la disposición a reiniciar el ritmo de inversiones en la magnitud necesaria para contar con la producción necesaria de forma oportuna. Este escenario trata de proyectar una situación de ganancias razonables para el Estado y las empresas.

El Escenario B es de total optimismo, el fruto teórico de una negociación en la cual la confianza mutua Estado-empresa hubiera sido recuperada, así como la de la comunidad internacional y de los países vecinos. Cuyo fruto estima una participación fiscal total de 65% de los ingresos a boca de pozo.

El Escenario C, el otro lado de la medalla del anterior, provee un *impasse* total que probablemente podría derivar en juicios de arbitraje y que incluso podría significar el abandono del país por parte de las empresas petroleras. De todas maneras no implicaría la desaparición de la industria, ni una paralización total, pero como se indicó anteriormente, la industria estaría funcionando para abastecer el consumo interno y el mantenimiento de los volúmenes del contrato de venta de gas a Brasil. No obstante, la realidad política del impuesto IDH de 50% de los ingresos y los tributos de la Ley 843, así como el Surtax están vigentes llegando cerca de 60%, se estima que ese nivel de tributación se mantendría.

– Precios.

Para los cálculos de los tres escenarios se han tenido como promedios del período los siguientes precios:

	Mercado interno			Exportaciones		
	A	B	C	A	B	C
Gas						
US\$/MPC	1,7	1,7	1,7	5,0	6	5
US\$/MPC (*)	2,5	2,5	2,5			
Petróleo						
US\$/bbl	27,4	27,4	27,0	45	70-75	45

(\*) Materia prima por industrializar.

– Inversiones.

La industria petrolera nacional está viviendo un clima de incertidumbre creciente desde hace tres años. Para finales del mes de octubre de 2006, conforme el Decreto de Nacionalización de Mayo, esa incertidumbre debería estar despejada con el resultado de las negociaciones finales con las empresas petroleras operando en el país. Como fruto de esa incertidumbre se ha confrontado una disminución paulatina de inversiones en el sector, a tal punto que el último año se han limitado a la ejecución de las estrictamente necesarias, casi gastos operativos. Como resultado de ese proceso, la industria boliviana está operando al tope de su capacidad productiva, de transporte y de refinación. Por tanto, las inversiones que se muestran en el cuadro 2 guardan estricta correlación con los resultados de ingresos fiscales que se muestran en el cuadro 1 (véase p. 219).

Las inversiones contempladas en el Escenario C son las que indefectiblemente se requieren para perforar los pozos necesarios para contar con los volúmenes de gas requeridos. La inversión mayor del año 2010 es para que se inicie la construcción de una refinería importante de por lo menos 50.000 bp, porque para el 2010-2012 la capacidad refinera nacional ya no podría abastecer el mercado nacional, no obstante que en el escenario se contempla un crecimiento muy modesto de la demanda doméstica de derivados. En este escenario se estima que el gasoducto a la Argentina no entrará en funcionamiento antes de 2010 y tampoco la provisión de gas al Mutún, ni la concreción de algún proyecto de industrialización como la conversión de gas a líquidos.

La posible exportación de 20 MMm<sup>3</sup>/d adicionales a Argentina casi duplicará la demanda actual de exportación. Si a eso se añaden las posibles demandas de gas para el Mutún y la posibilidad de que se instale una planta industrializadora de gas a líquidos para el año 2010 prácticamente se necesitaría una cantidad de gas 3 veces superior a la actual. Las fechas tentativas en las que esos proyectos puedan entrar en operación y producción de gas determinan los montos de tiempo de inversión en los Escenarios A y B. En el Escenario A, el NEA entra en operación parcial en 2010; en el Escenario B, en 2009.

A su vez esa futura producción de gas iría acompañada de grandes volúmenes de petróleo o condensado que debe ser transportado, para lo cual se tiene que construir un nuevo oleoducto de la zona productora hacia la red central y ampliar la línea de exportación por Arica.

Finalmente, como fruto de la actividad a generarse en todo el país, la demanda de combustibles también se incrementaría al punto que las refinerías existentes ya no podrán cubrir la demanda interna, por tanto, para 2008 (Escenario B) o 2009 (Escenario A) se debe construir una nueva refinería.

Los montos de inversión no son nada inusuales en la industria petrolera, pero en nuestro caso tendrían un doble resultado. Para nuestra economía son cifras altas y poco frecuentes que naturalmente se harían efectivas después de lograr un firme entendimiento con las empresas petroleras, condición necesaria para lograr un desarrollo sostenido en una industria que requiere planteamientos a largo plazo. Por estas razones, servirían para restaurar la confianza para la inversión privada directa en otros rubros de la economía. Ese sentimiento está ausente en la comunidad financiera internacional, pero muy pendiente de los resultados que se muestren una vez concluido el proceso de nacionalización en octubre de 2006.

*Comentarios sobre proyectados posibles ingresos fiscales*

Los ingresos mostrados en el cuadro 1 han sido calculados siguiendo lo estipulado en la Ley 3058 (Ley de Hidrocarburos) y el D.S. 28273, que son los instrumentos legales vigentes a la fecha para el cálculo de los ingresos fiscales de la actividad petrolera.

Estos ingresos podrían ser significativamente mayores a los que el Estado había estado percibiendo en el pasado, aun en el caso pesimista (Escenario C), si se tiene en cuenta que han tenido el siguiente comportamiento:

	<b>US\$ Millones</b>
1990 - 1996	406,7
1997 - 2004	520,53
2005 -	876,8

Fuentes: Medinaceli, 2006; Ministerio de Minas e Hidrocarburos; Ministerio de Finanzas; YPFB.

Los números muestran claramente el aumento producido por la Ley 3058 a partir de mayo de 2005. Las cifras mayores de los escenarios son resultado de precios superiores y volúmenes mayores de producción y exportación. En todos los casos se ha supuesto un precio WTI por encima de los US\$ 60/bbl y US\$ 5 /MPC para el gas. Como en toda proyección de ingresos petroleros, los resultados son altamente vulnerables a las variaciones del precio por la volatilidad de éstos.

*¿Retorno del rentismo vigorizado?*

Las producciones de petróleo (condensado) y gas del país, convirtiéndolas en términos de energía a barriles de petróleo por día (bpd), llegan a un equivalente de cerca de 200.000 bpd de petróleo. Esos volúmenes, en términos de ingresos, por el diferencial de los precios del gas con el petróleo, equivalen al ingreso de más o menos 100.000 bpd de petróleo tipo WTI. Estas gruesas conversiones sirven para ilustrar más fácilmente que el promedio anual de ingresos de petróleo y gas ha llegado a cifras por encima de US\$2.000 millones anuales, con precios del petróleo por encima de US\$50/bbl. Por tanto, teniendo en cuenta la existencia de reservas para cumplir los compromisos existentes de exportación y consumo interno a niveles de precios del petróleo como el indicado anteriormente, permite vislumbrar que los ingresos fiscales por los próximos veinte años estarán situados por el orden de los US\$1.000 millones/año. Aun en un caso pesimista como el mostrado en el Escenario C. Estas cifras nos llevan a las siguientes consideraciones:

- No existe en la historia económica del país un precedente de ingresos fiscales de esos órdenes de magnitud y con un horizonte de largo plazo.
- ¿Cuáles deben ser los mejores usos que se deben dar a esos recursos y cómo manejarlos?

Si bien no en la magnitud de las reservas posibles del gas, tratándose de un país tradicional exportador de materias primas, es muy probable que en el pasado hayamos enfrentado las interrogantes del objetivo y manejo óptimo de los ingresos, fruto de la explotación de esos recursos naturales.

Economistas destacados e incluso el Banco Mundial sostienen que, por su tradición exportadora de materias primas, el país ha caído en el hábito casi cultural “de prácticas y comportamientos rentistas que inhiben el desarrollo del país en una economía capaz de generar riqueza y distribuir de una manera eficiente y equitativa los escasos recursos”<sup>22</sup>. Para este efecto, definimos la renta como los ingresos o la remuneración que un propietario de un recurso percibe a cambio de permitir el aprovechamiento de ese recurso por otro. Dicho sea de paso, la forma más cómoda de obtener ingresos.

En la industria petrolera, la única instancia similar a la actual fue la vivida después de la nacionalización de BOGOC. La diferencia radica en que en 1969, primero se tenía que construir un gasoducto de grandes dimensiones y cumplir con el pago de la indemnización a la empresa afectada. En el presente, las grandes obras de infraestructura ya están construidas y hasta la fecha no se tienen cargos por indemnizaciones.

Los dos aspectos fueron cubiertos satisfactoriamente en un tiempo menor al planeado por el aumento de precios del petróleo en el mercado internacional. Terminado ese período, los ingresos percibidos por YPFB ingresaron a un sistema de transferencias al Tesoro General de la Nación para soporte presupuestario. Por los montos involucrados, YPFB se convirtió en una de las mejores fuentes de ingresos para el presupuesto nacional y, paradójicamente, el sistema significó el inicio del debilitamiento de YPFB que fue recurriendo al crédito externo para cubrir sus gastos de operación e incluso de exploración.

Con la Ley 3058 y la nacionalización de la producción de los hidrocarburos y su comercialización exclusiva por parte de YPFB, la situación al presente ha cambiado totalmente. A la luz de las cifras que salen de los escenarios planteados en este trabajo, la posibilidad de que la economía nacional pueda ingresar a una especie de “efecto Venezuela” o una “enfermedad holandesa” en la que el rentismo se vuelve una práctica generalizada, no puede ser descartada. Aunque lo anterior no sucediera, las condiciones políticas están dadas para una proliferación del rentismo, por la debilidad institucional frente al cúmulo de demandas sociales insatisfechas y el poder político de esas mismas organizaciones. Lo preocupante es que la Ley 3058 sobre la cual se basa la nacionalización de la producción de hidrocarburos, está abriendo de par en par las puertas para un retorno vigorizado del rentismo en el país.

Si bien la Ley 3058 ha logrado un aumento considerable de ingresos, aspecto positivo para el país, el sistema de distribución de los mismos no parece ser el mejor, en contenido y forma. Por un lado, como se ve por las cifras del cuadro 1, la preponderancia del ingreso de las regiones respecto de los del Tesoro General de la Nación es de casi 2,5 a 1. Si bien en esta ocasión el ingreso regional incluye a todas las regiones, productoras y no productoras, tener el TGN la menor proporción de los ingresos estaría desvirtuando el principio según el cual los beneficios deben ser utilizados para proyectos nacionales, que casi siempre son de infraestructura, dado que los ingresos regionales generalmente son utilizados para cubrir requerimientos regionales y gasto corriente, que no se traducen en resultados positivos nacionales, al contrario, hasta la fecha han desfigurado el Estado nacional. Por otro lado, la aparición de otros sectores mostrados como “otros” en los cuadros, significan un retorno a la vieja práctica de los recursos destinados, o rentas destinadas, que fue eliminada con gran dificultad con

---

22. Para un recuento histórico de la tradición rentista nacional remitimos a Laserna et al., 2006.

la Ley General Tributaria No. 843. No se debe olvidar que antes de la Ley 843 se tenían más de 200 rentas destinadas como impuestos. Estos ingresos constituyen parte del fenómeno del “rentismo” y por lo general se convierten en focos no sólo de corrupción, sino también de intranquilidad social<sup>23</sup>, y serán los más reacios en aceptar la volatilidad de precios, factor que define el monto de esas rentas.

Lo anterior en realidad es una especie de introducción al gran tema de cómo el país debe manejar los recursos obtenidos de la industria petrolera, en los cuales la ciudadanía ha depositado grandes esperanzas. El tema es amplio y complejo, y necesariamente deberá pasar por la reforma de la Ley 3058 en la parte impositiva y tratar la temática bajo la Ley 843, que es la ley impositiva. Sin entrar en mayores detalles, todo señala que al reformar la Ley 3058 en su parte impositiva, vía Ley 843, se debe volver a los ingresos canalizados al TGN para proyectos específicos de magnitud nacional, entre ellos la configuración de un Fondo de Reserva para amortiguar los impactos negativos frente a los períodos de precios bajos.

El manejo óptimo de los recursos obtenidos por la producción-exportación de recursos naturales es un tema que se vincula no sólo al desarrollo, sino sobre todo a la disminución de la pobreza en los países productores. Las experiencias son varias, desde desastrosas como las de Nigeria, a malas como las de Venezuela pasando por exitosas como la de Noruega. En todos los casos, naturalmente, en una u otra forma y en mayor o menor intensidad han estado presentes formas de rentismo. Por otro lado, el modelo de desarrollo tradicional ha sido asignar la mejor parte de los fondos generados por la exportación para realizar obras importantes de infraestructura.

Una alternativa diferente ha sido sugerida últimamente, que es llegar a una transferencia directa de dinero de los ingresos petroleros a todos los habitantes del país y así prácticamente eliminar la pobreza. Este sistema, que es casi un rentismo llevado al límite, está sustentado por la experiencia del Bonosol (véase: Laserna et al., 2006).

## La nacionalización y la integración energética en Sudamérica

Para intentar responder a la pregunta sobre si la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia favorece la integración energética del continente o si por el contrario es una medida que impide, diluye o posterga las posibilidades de lograr una integración energética latinoamericana, considero pertinente hacer un breve recuento del estado de la integración energética en el área de influencia de Bolivia, el cono sur de Latinoamérica.

Existe una aspiración generalizada en América Latina sobre la posibilidad de conformar una integración energética entre los países de esta parte del mundo y más concretamente desde el sur de Río Grande en México hasta la Tierra del Fuego en Argentina<sup>24</sup>. La posibilidad de alcanzar ese objetivo es enunciada con énfasis en muchas ocasiones. Al hacer un balance total de reservas de hidrocarburos y

---

23. El ejemplo más reciente es el conflicto que el actual gobierno ha tenido que enfrentar cuando intentó dirigir el aumento de precio del gas logrado de Argentina para el uso de YPF.

24. Estrictamente hablando, la integración energética, conceptualmente, debería abarcar otras formas de energía además del petróleo, tales como la hidroelectricidad, la geotermia, la solar, etc. Debido a que los hidrocarburos son el energético fundamental de todos los países de Latinoamérica, la integración energética en este trabajo está referida al petróleo y el gas.



consumo de los países se puede concluir que Latinoamérica podría dejar de importar petróleo de otras fuentes y volcar su producción al abastecimiento regional. Dentro de ese marco, naturalmente las reservas y producción venezolanas de petróleo y su comercio extra continental son determinantes.

Bajo esa borrosa e indefinida figura, invariablemente toda corriente de comercio internacional de energía entre los países latinoamericanos, que involucra obras de infraestructura energética, es calificada como un avance hacia la anhelada integración energética<sup>25</sup>.

Dentro de esa concepción, Bolivia es sin duda el país que más pasos y de mayor antigüedad ha dado buscando salida a su producción de hidrocarburos, tratando al mismo tiempo de superar su condición mediterránea. Así, Bolivia inició muy modestas exportaciones de petróleo hacia Argentina desde 1941, que fueron disminuyendo y se volvieron esporádicas por el aumento del consumo interno. La primera obra de importancia para exportar petróleo e integrarse con Chile fue el oleoducto Sica Sica-Arica construido en 1957. Este oleoducto continúa siendo la vía fundamental de salida de los excedentes de petróleo boliviano que son comercializados en Arica para mercados latinoamericanos en la Costa del Pacífico (Chile, Perú, Colombia).

El gas natural es el recurso que asume un rol integrador energético de importancia en la producción boliviana. Así, desde 1972 hasta la fecha, Bolivia provee de gas natural a Argentina, primero en virtud de un contrato con Gas del Estado<sup>26</sup> y después con YPF S.A. hasta agosto de 1999, y ahora continúa por un nuevo contrato entre YPFB y Energía Argentina S.A. (ENARSA).

Durante los 27 años que duró el contrato YPFB-Gas del Estado, después heredado por YPF S.A., se entregaron 1,47 TCF de gas con una regularidad encomiable. Para realizar esta operación, se tendió un gasoducto desde Santa Cruz hasta Yacuiba para conectar con la red de gasoductos argentinos (gráfico 8). Al terminar los contratos mencionados y reducir la exportación a Argentina a volúmenes menores, desde 1999 se inició la exportación hacia Brasil, mediante un contrato de compra-venta hasta 2019 para la provisión de 7 TCF de gas por un gasoducto con una capacidad de 30 MMm<sup>3</sup>/d. Este ducto, el mayor del continente, conecta los campos productores bolivianos con los mercados de São Paulo, Curitiba y puntos intermedios hasta llegar a Porto Alegre en el sur de Brasil. Actualmente por esta línea se exportan 26 MMm<sup>3</sup>/d. Adicionalmente, derivado de ese gasoducto mayor, en el tramo Santa Cruz-Corumbá, se construyó un ramal de San Miguel hasta San Matías en Bolivia, concluyendo en Cuiabá (Brasil), línea de 12 MMm<sup>3</sup>/d de capacidad, por la cual se exportan 2 MMm<sup>3</sup>/d (ver gráfico 9).

Desde la década de los noventa del siglo pasado, Brasil y Chile adoptaron unas políticas vigorosas de incorporación del gas natural a sus esquemas de consumo que, sumadas a la demanda constante y de gran magnitud de Argentina, hizo que la demanda de gas natural de la región a finales de siglo fuera creciente, registrándose tasas de crecimiento anual entre 7% y 9%.

Por otro lado, paralelamente los descubrimientos de gas en Bolivia se volvieron cada vez de mayor envergadura, señalando a este país como un proveedor de gas de la región.

---

25. Por otro lado, es interesante anotar las vaguedades e indefiniciones del término "integración latinoamericana", reducidas en último análisis al valor de las corrientes de comercio (ver informe del canciller Amorim al Congreso, Brasil, 9/5/2006).

26. Empresa estatal monopólica argentina a cargo del transporte y la comercialización del gas natural, que fue eliminada en 1992.

**Gráfico 8**  
**Red de gasoductos del cono sur (a la década de los setenta)**



**Gráfico 9**  
**Gasoducto a Cuiabá-Brasil**



El cono sur de Latinoamérica ingresó al siglo XXI firmemente embarcado en utilizar gas natural en forma creciente debido a las bondades que su uso involucra, generando una demanda en aumento que mostraba que las reservas bolivianas podrían satisfacer a sus vecinos por tiempo prolongado debido, además, a la tradición de haber sido un proveedor confiable. Por otro lado, la industria petrolera boliviana, con la legislación bajo la cual operaba, tenía una fisonomía proclive a generar más corrientes de comercio internacional de gas. En términos simples, Argentina, Chile Brasil, al igual que Paraguay y Uruguay, estaban bajo la imagen de que el gas para sus planes de consumo a mediano y largo plazo sería obtenido de Bolivia, probablemente a precios muy convenientes para los compradores. Por otro lado estaban las empresas petroleras bolivianas con grandes reservas de gas descubiertas y con el ánimo de monetizarlas a la brevedad posible. El hambre de los consumidores y las ganas de comer de los vendedores parecía que estaban coincidiendo en el tiempo.

Ese clima de condiciones favorables para ampliar y profundizar las corrientes de comercio de gas en el cono sur ha sido fuertemente influenciado en los últimos cuatro años por decisiones internas argentinas, por la iniciativa venezolana en 2005 del gran Gasoducto del Sur y, finalmente, por la nacionalización boliviana de mayo de 2006. Veamos en forma resumida la situación energética de los países del cono sur.

– Argentina.

Es uno de los países más gasificados del mundo, llegando el gas natural a suministrar el 50% del total de la energía que consume. Por esta razón, por el momento Argentina es el mayor consumidor de gas de Latinoamérica, con  $\pm 120 \text{ MMm}^3/\text{d}$  y una producción que a duras penas alcanza esa demanda. Al mismo tiempo Argentina es el único proveedor de gas a Chile y Uruguay.

Por razones internas, desde 2002 el gobierno argentino ha congelado y “pesificado” los precios del gas a boca de pozo, tarifas de transporte y precios al consumidor. La “pesificación” fue el sinceramiento del tipo de cambio del peso argentino con relación al dólar norteamericano, con el cual se pretendió una igualdad cambiaria. El sinceramiento, la pesificación y el congelamiento de precios y tarifas tuvo como resultado neto que éstas quedaron reducidas a un tercio de su valor anterior en dólares.

Las medidas fueron fuertemente objetadas por las compañías petroleras operando en el país, lo que derivó en negociaciones con el gobierno que aún continúan. Esta situación se ha traducido en una virtual paralización en las actividades de exploración y perforación de gas natural, deterioro sensible en el estado de los gasoductos, disminución de la producción y sobre todo de las reservas. Por otro lado, los efectos de la pesificación fueron recibidos con entusiasmo por los consumidores y usuarios de gas argentinos y chilenos, produciéndose un incremento de la demanda por encima de lo usual. En las condiciones actuales, las reservas probadas argentinas de gas alcanzarán a ocho años aproximadamente. Por el momento, Argentina está cubriendo déficit urgentes con la importación de gas de Bolivia de solamente  $3 \text{ MMm}^3/\text{d}$ , de los  $7,5 \text{ MMm}^3/\text{d}$  contratados. Deficiencias en el sistema de transporte argentino impiden el utilizar el total del total del volumen contratado.

El problema argentino de satisfacer su demanda de gas es el más serio de América Latina. Es un mercado maduro, con una tradición de utilización de gas natural de más de 50 años, razón por la cual ha logrado ese grado de penetración (50% del total del consumo energético). El mercado inter-

no tiene una tasa vegetativa de crecimiento de 3% a 4% anual. Si bien ese país tiene varias cuencas potencialmente productoras, la actual situación de confrontación con las petroleras ha ocasionado un retraso exploratorio que tomará varios años en ser superado, una vez que la industria gasífera argentina retome condiciones razonables de equilibrio entre los precios reales de producción y de venta al consumidor. En términos físicos, Argentina precisa la inyección de gas importado por unos 20 a 30 MMm<sup>3</sup>/d por unos 20 años, que le permitirán mantener su consumo interno satisfecho al mismo tiempo que pueda levantar sus reservas y producción nacionales a niveles razonables con su consumo.

– Chile.

Chile no cuenta con producción interna de gas destinada a su consumo interno de energía. Desde hace casi dos décadas, tanto las reservas como la producción nacional en el extremo sur de ese país han sido comprometidas a la elaboración de metanol para el mercado mundial. Las plantas chilenas de metanol están absorbiendo incluso volúmenes de gas importado de Argentina. No obstante, en la década de los noventa se construyeron cuatro gasoductos de Argentina a Chile, acompañados de los respectivos contratos de compra y venta. De esta forma Chile incorporó a su mercado energético el gas natural y su penetración fue muy rápida hasta el punto que para 2004 el gas cubría 25% de la demanda de energía de ese país, con Argentina como único proveedor. Por las dificultades ya mencionadas, Chile resulta el más afectado porque está sujeto a reducciones intempestivas de suministro. Más aún, los volúmenes de Bolivia contratados por Argentina, están expresamente vedados de ser reexportados a Chile, bajo la política boliviana de “gas por mar”. Esta política es rechazada por Chile, que no acepta el condicionamiento boliviano solicitando que el suministro de gas sea acompañado por el tratamiento conjunto de una salida soberana de Bolivia al Pacífico. Esta situación, que no parece tenga solución a corto plazo, ha provocado que Chile decida importar GNL del mercado internacional. Para ello, ha iniciado la construcción de las facilidades portuarias para recibir GNL, regasificarlo e introducirlo en sus redes de distribución en la localidad de Quinteros a 120 Km. de Santiago. Proyecto que anticipa será concluido para el año 2008. La licitación para provisión de GNL ha sido adjudicada a British Gas con GNL proveniente de Indonesia.

– Brasil.

Brasil es sin lugar a dudas el mayor consumidor de energía de América Latina, abastecido fundamentalmente por hidroelectricidad y derivados de petróleo. En la década de los noventa decidió incorporar el gas natural a su consumo energético, fijando como objetivo alcanzar entre 12% a 15% del total para el año 2010. Fruto de esa decisión logró un convenio de venta de gas con Bolivia y la construcción del gasoducto Santa Cruz-São Paulo-Porto Alegre, el gasoducto más grande en capacidad y extensión de la región (30 MMm<sup>3</sup>/d y 3.000 Km. de extensión). En 1999 inició la importación de Bolivia, que ha llegado a alcanzar 26 MMm<sup>3</sup>/d de los 30 MMm<sup>3</sup>/d contratados. Este volumen significa el 50% del consumo de gas natural del Brasil y, conjuntamente con la producción nacional brasileña, a la fecha el gas representa el 5% del total del consumo de energía de ese país.

La producción de gas en Bolivia está a cargo mayoritariamente de Petrobrás, asociada con otras empresas petroleras. Petrobrás está en actividad en Bolivia en toda la cadena productiva, en gasoductos para exportación, refinerías y estaciones de servicio.

– Paraguay.

Este país no produce ni consume gas natural. Su consumo energético está basado en derivados de petróleo importado (gasolina, *diesel* y GLP) y en energía hidroeléctrica generada en Itaipú, presa de la cual es copropietaria junto con Brasil.

Desde hace varios años, Paraguay está intentando contar con gas natural en su consumo interno y para producir fertilizantes, ya sea a través de un gasoducto directo o a través de la derivación de un gasoducto al mercado brasileño. La demanda paraguaya hasta el momento no ha sido lo suficientemente atractiva como para realizar cualquier obra de infraestructura de abastecimiento de gas.

– Uruguay.

Al no contar con producción nacional de hidrocarburos y tampoco con energía hidroeléctrica de importancia en su territorio, Uruguay prácticamente importaba el total de sus energéticos en forma de refinados de petróleo, sin embargo, desde hace pocos años ha logrado la extensión de dos gasoductos del sistema argentino y recibir 2 MMm<sup>3</sup>/d de gas natural. Al igual que con Chile, ese suministro ha sido afectado por la crisis argentina de producción, razón por la cual, como Paraguay, está muy interesado en los esquemas de integración que podrían garantizarle provisión de gas.

– Bolivia.

Mientras todos los países del cono sur ingresaban al siglo XXI con sus mercados abiertos a incorporar en su consumo energético cantidades crecientes de gas, Bolivia continuaba con el descubrimiento de mayores reservas de gas. Así, para enero de 2005, YPFB reportó 27,4 TCF de reservas probadas, 23,62 TCF de probables y 24,1 TCF de reservas posibles.

Estos descubrimientos realizados por compañías privadas en contratos de riesgo compartido con YPFB, incluso permitió plantear una posible exportación de GNL al sur de Baja California en México, para que el GNL regasificado llegue hasta California en EEUU. El proyecto consistía en poner en producción un megacampo en Bolivia, la construcción de un gasoducto mayor y un oleoducto a la costa del Pacífico en Chile, hasta la localidad de Patillos, lugar en el que se construiría un puerto y las facilidades de licuefacción. La oposición a exportar gas a la costa de Chile para su licuefacción y el inevitable abastecimiento del consumo interno chileno, fue el catalizador y a su vez el elemento aglutinador de una serie de protestas y de la represión que culminó con la renuncia del Presidente, quien fue sucedido por el Vicepresidente. A partir de ese momento la industria petrolera boliviana ingresó en un período de incertidumbre en cuanto a su futuro desarrollo. En julio de 2003 se realizó un referéndum sobre política gasífera por el cual se aprobaba la abrogación de la entonces ley vigente de hidrocarburos y que cualquier provisión de gas a Chile debía ser acompañada con acuerdos para lograr una salida soberana y útil en la Costa del Pacífico.

La urgencia para lograr una provisión de gas a Argentina y Chile, más la incertidumbre boliviana –no sobre las reservas sino en cuanto a la posibilidad de que no estén disponibles en el mercado a corto plazo– fueron los elementos fundamentales para la conceptualización de un proyecto de integración gasífera de largo alcance que pueda cubrir la indefinición en cuanto a la oportuna provisión boliviana. La aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos, en vez de despejar las preocupaciones de los países-mercados de la región, logró lo contrario. La ley fue promulgada en mayo de 2005 y en junio, en Lima, se dio nacimiento oficial al proyecto del Anillo Energético propugnado por Argentina,

Chile, Brasil, Paraguay y Uruguay para el aprovechamiento de las reservas de gas de la zona de Camisea en Perú.

**Gráfico 10**  
**Proyecto Anillo Energético – Gasoducto del sur**



*El Anillo Energético*

El denominado Anillo Energético, ahora Gasoducto Latinoamericano, es un proyecto para la construcción de gasoductos nuevos y la adecuación de otros existentes con el fin de incorporar la producción futura de los yacimientos de Camisea y áreas aledañas a los mercados del norte de Chile, Argentina, sur de Brasil, Paraguay y Uruguay.

El Gasoducto Latinoamericano se originaría en Camisea. La producción de ese campo y otros posibles futuros en esa área, ya cuentan con un gasoducto a Lima y Pisco en Perú. De Pisco, se tendería otro gasoducto hacia el sur, hasta Tocopilla en Chile, para abastecer el norte chileno. Ésta sería la primera etapa. Como segunda etapa, se revertiría el flujo de los dos gasoductos existentes entre Tocopilla y Salta (Argentina), que actualmente transportan en forma irregular y por debajo de su capacidad gas argentino a Chile. Con los gasoductos revertidos, gas de Camisea sería transportado a Salta para ser incorporado al consumo argentino. Este refuerzo de la producción argentina para su

consumo interno se haría por partida doble: reemplazo del gas que originalmente era exportado a Chile y volúmenes nuevos de Camisea. La tercera etapa y final, consistiría en la construcción de un gasoducto mayor desde Salta, corriendo por el noreste argentino, que conecte las provincias argentinas de Formosa, Misiones, Corrientes, y termine al sur de Santa Fe, para llegar a Buenos Aires. De ese ducto se desprenderían ramales para conectar con Paraguay, sur de Brasil y Uruguay. Ese gran gasoducto sería a su vez conectado con los dos gasoductos revertidos en Salta, para así lograr que el gas de Camisea pueda llegar hasta Buenos Aires (gráfico 10).

La elaboración del proyecto, y sobre todo la redacción del convenio internacional que norme su funcionamiento, ha sido intensamente desarrollado por las cancillerías de los países involucrados, con apoyo técnico y financiero muy activo por parte del Banco Mundial y el BID<sup>27</sup>. Bolivia asistió sólo en calidad de observador.

La elaboración técnica y legal del tratado que norme el funcionamiento del Anillo llegó a sus fases finales al término del año 2005, pero debido a los cambios de gobierno en Chile y Perú, el proyecto ha quedado en suspenso aunque no ha sido descartado ni por los países patrocinantes, ni por el Banco Mundial y el BID. El Anillo Energético es un proyecto de gran envergadura y enorme profundidad en las futuras relaciones internacionales sobre el tema de energía entre los países participantes.

En forma resumida se puede indicar que las reservas probadas de Camisea, al presente no son suficientes para la concreción de las tres etapas previstas. La primera etapa del Gasoducto Pisco-Tocopilla es razonablemente factible y muy conveniente para Chile y Perú a corto plazo. Las reservas de Camisea son suficientes para cumplir con los planes peruanos de abastecimiento interno por los próximos 20 años, la exportación como GNL y para cubrir el consumo del norte chileno. La provisión a Argentina, Paraguay, sur de Brasil y Uruguay precisan que las 12 TCF de reservas actuales sean incrementados a 18 o 20 TCF.

### *Gasoducto Venezuela-Argentina*

Está en período de estudio un gran gasoducto desde Puerto Ordaz (Venezuela) hasta Buenos Aires (gráfico 11), para abastecer Brasil, Paraguay y Uruguay.

Este es un proyecto de más de 10.000 km. de recorrido, para transportar 150 MMm<sup>3</sup>/d con una inversión del orden de los US\$220.000 millones de dólares (*The Economist International Gas Report*). Al margen de los obstáculos que el proyecto debería superar: ambientales, financieros, etc., su factibilidad técnica a corto y mediano plazo es muy dudosa por el hecho de que no obstante que Venezuela es un gran productor de petróleo, su producción de gas utilizable es reducida. Venezuela produce tan solo el doble de gas que Bolivia y no cuenta con excedentes exportables. Esa producción venezolana no alcanza a cubrir su demanda interna, razón por la cual está por construirse un gasoducto de Colombia a Venezuela, para llevar producción colombiana. Sin entrar en mayores detalles, se puede afirmar que tomará varios años hasta que Venezuela pueda tener un excedente de 150 MMm<sup>3</sup>, que es la capacidad planeada. Por tanto, éste podría ser un proyecto para la segunda década del presente siglo.

27. Éste sería un convenio madre o preliminar similar al Energy Charter Treaty de Lisboa, de la Unión Europea 17 diciembre de 1994.

**Gráfico 11**  
**Gasoducto Venezuela-Argentina**



No obstante las evidentes limitaciones técnicas, el proyecto es objeto de un gran apoyo político al máximo nivel, por los presidentes Chávez y Kirshner y en menor grado por el presidente Lula, habiéndose celebrado varias reuniones en Caracas para reafirmar la importancia y interés en el proyecto. En la última reunión se indicó que el proyecto tomaría entre 6 y 8 años para su concreción<sup>28</sup>.

Existiendo la conceptualización, dos esquemas de integración energética basados en reservas y sistemas de transporte por gasoductos, conectando los mercados con las fuentes de producción, cabe examinar otros aspectos que definen su posible realización y que muestran las dificultades que deben ser superadas para su concreción.

### *Gas en tránsito y seguridad de suministro*

Hasta la fecha, los gasoductos internacionales en operación conectan directamente el país productor con el país comprador. El Anillo Energético y el Gasoducto del Sur son dos esquemas de

28. Curiosamente, la prensa especializada anuncia que Petrobrás y PDVSA han firmado un convenio para la instalación de una planta de GNL para exportar gas licuado (*International Gas Report*).



integración energética, nuevos y diferentes en la región. Una especie de gasoductos de segunda generación.

Por primera vez se piensa tener en operación gasoductos que transporten la producción a través de un país mercado y continúen para la provisión del gas a otro, incluso mezclando esa producción con otra ya existente. En el caso del Anillo, la producción primaria abastecería el norte chileno y pasaría a suministrar gas al norte argentino, continuando el suministro de gas al este argentino, a Paraguay y finalmente a Uruguay. En el caso del Gasoducto del Sur, la producción venezolana y boliviana abastecería a la cadena de consumidores como Brasil, Paraguay, Uruguay y Argentina. El funcionamiento de sistemas de transporte internacional de gas de esa naturaleza requiere una gran coordinación de los sistemas regulatorios de los países involucrados, siendo el aspecto más delicado el respeto a los contratos de compra-venta a terceros por parte de los países de tránsito así como acordar un sistema coordinado de funcionamiento del sistema.

Todos los problemas que se originan en la operación de este tipo de red de gasoductos repercutirá en el aspecto más importante para los componentes que la integran: la seguridad y confiabilidad del abastecimiento. Uno de los aspectos más delicados es el nivel de prioridad que tiene el consumo interno frente a compromisos de venta adquiridos. Eso se manifiesta en el proveedor que pide que todos sus compromisos estén supeditados a satisfacer primero su consumo interno. El consumo interno también es problemático en países de tránsito que buscan alternativas para no verse obligados a dejar pasar gas comprometido a terceros cuando se tienen problemas internos de abastecimiento. Una especie de síndrome ucraniano.

### *Rol del sector privado en los proyectos de integración*

En la elaboración del tratado internacional que debería normar los comportamientos de los países participantes del Anillo Energético, desde un comienzo las partes acordaron que la inversión privada debía tener un rol protagónico en la ejecución de las obras necesarias. En tal sentido, se pactaban cláusulas de promoción y protección a la inversión privada. Tal tratamiento era de esperarse porque Camisea y áreas circundantes que serían las proveedoras de gas, han sido y están siendo desarrolladas por compañías privadas internacionales de petróleo<sup>29</sup>. El Anillo Energético es una red de gasoductos que se desprendería del gasoducto de Camisea a la costa, que ya es una inversión privada y, por tanto, se anticipaba que el resto fueran también inversiones privadas que sólo en casos excepcionales contarían con el concurso minoritario de inversión pública en determinados tramos.

En el caso del Gasoducto del Sur, el rol de la empresa privada parece no estar definido claramente. El proyecto está progresando a nivel político y en conexión con las empresas petroleras estatales de cada uno de los países integrantes del proyecto: PDVSA, Petrobrás, YPFB, Enarsa, Ancap; no se tiene todavía la empresa paraguaya.

---

29. Si bien parte del consorcio que desarrolla Camisea es Sonatrach, la estatal argentina, al igual que toda empresa estatal que opera en el exterior de su territorio, se guía por los patrones convencionales de inversión privada.

Sobre este tema, el Ministro de Energía de Bolivia ha declarado que su país participaría en el Gasoducto del Sur siempre y cuando éste sea un emprendimiento de los gobiernos, a través de las empresas estatales únicamente.

### *Otros aspectos del Anillo Energético*

Los posibles costos de las obras todavía no están claramente establecidos, pero se estima que las inversiones para el Anillo alcancen entre US\$3.000 millones y 3.500 millones y para el Gasoducto del sur se mencionan cifras entre US\$25.000 y US\$27.000 millones de dólares. En cuanto al tiempo de ejecución, éste está siendo estimado por consultores.

En general, para la materialización del Anillo energético se esperaba acordar un tratado internacional entre los países miembros que tendría previsto un órgano, casi supranacional, para el control del funcionamiento del sistema y como punto de solución de controversias y arbitraje.

### *Otros aspectos del Gasoducto del sur*

Todavía no se tiene el diseño de los futuros gasoductos ni la ruta exacta definida, por tanto no hay estimaciones precisas de los impactos que se podría causar sobre el medio ambiente. No obstante, existe una preocupación generalizada de cómo se podría encarar este problema con relación al Gasoducto del sur, que atravesaría de norte a sur toda la cuenca amazónica, uno de los pulmones del mundo.

### *Geopolítica de la integración*

La importancia que ha adquirido el gas como energético y la urgencia de los países consumidores del cono sur de asegurar fuentes de suministro estable y a largo plazo, hacen que la integración energética para el comercio de gas haya desatado corrientes geopolíticas en la zona que podrían tener insospechadas consecuencias.

– Geopolítica del Anillo Energético.

El abastecimiento deficiente de gas de Argentina a Chile, impulsó a este último país a iniciar tratativas para el suministro de gas peruano al norte de Chile. De lograrse este suministro, se podría satisfacer el norte de Chile y aliviar la escasez de gas argentino de exportación. El flujo revertido de los dos gasoductos de Salta a Chile podría ser la vía de importación de gas para Argentina por la red existente e incluso para el gasoducto futuro del noreste argentino. Por estas consideraciones, Argentina y Chile son los más entusiastas impulsores del proyecto.

La ejecución de la primera etapa de este proyecto se realizaría en una de las regiones geopolíticamente más conflictivas del cono sur. Las relaciones Bolivia-Chile, Bolivia-Perú y Perú-Chile todavía están cargadas de la herencia de la Guerra del Pacífico, contienda bélica en la cual Bolivia y Perú perdieron territorios a favor de Chile, resultando Bolivia privada de acceso soberano al Pacífico.

**Gráfico 12**  
**Gasoducto Pisco-Tocopilla**



La primera etapa del Anillo, que es el Gasoducto Pisco-Tocopilla, es de fundamental preocupación en Bolivia. Para una mejor comprensión de lo indicado se adjunta un mapa simplificado del posible gasoducto.

Como se puede apreciar, ese posible gasoducto transitaría por las conocidas como “provincias cautivas”, área que el imaginario popular peruano no se ha resignado a haberlas perdido en la Guerra del Pacífico. Un gasoducto peruano, atravesando “las cautivas” de norte a sur, podría interpretarse como un primer paso para su recuperación. Lo grave para Bolivia es que justamente por esa área se planea un corredor soberano de acceso al Océano Pacífico. Por tanto, ese posible gasoducto podría enturbiar más las difíciles gestiones bolivianas de retorno al Pacífico. El imaginario popular boliviano también ha consagrado la frase “Chile nos puso el candado al Pacífico y Perú tiene la llave”. El gasoducto Pisco-Tocopilla podría significar que los que pusieron el candado y los poseedores de la llave hubieran decidido echarla a las profundidades del océano.

El aspecto más inquietante de este proyecto de gasoducto es que incluso podría ser llevado a cabo en forma bilateral y, aunque no se complete el Anillo energético, sus efectos serían los mismos. Por otro lado, la necesidad de gas del norte chileno no puede ser ignorada, siendo este gasoducto una de las mejores opciones para lograr ese suministro.

La nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia ha sacudido fuertemente a Brasil, que aparentemente consideraba las reservas bolivianas firmemente comprometidas a su mercado, como una especie de reserva doméstica.

En tal sentido, Brasil está presente en la agrupación de países que propugnan el Anillo energético y para este fin Petrobrás está suscribiendo en Perú compromisos de inversión en exploración para incrementar las reservas del área de Camisea. Esta parecería ser una inversión a mediano plazo para lograr gas de Perú, como alternativa al gas boliviano.

– Geopolítica del gran Gasoducto del sur.

El proyecto del gran Gasoducto del sur es una forma adicional en la que se manifiesta el juego geopolítico del presidente Chávez, que propugna una nueva modalidad de integración entre los países latinoamericanos que inicialmente se realizaría a través de la integración energética. Previa a la oficialización de este proyecto, Venezuela se hizo presente en Argentina proveyendo petróleo y refinados, bajo la modalidad de trueque.

Cuando se hicieron evidentes las grandes deficiencias argentinas para cubrir su demanda interna de gas y menos sus compromisos de exportación, fue oficializado el ofrecimiento de un gran gasoducto de Venezuela a Buenos Aires, que abastecería la demanda brasileña y la uruguaya para terminar el recorrido en Buenos Aires.

Parecería que el gobierno venezolano pretendería a través del suministro de gas al cono sur, sumar países tan importantes como Brasil y Argentina a su posición contestataria de la hegemonía norteamericana en el continente. Por otro lado, el ofrecimiento del gasoducto también incorporaría la futura producción boliviana para que el gas venezolano pueda llegar al cono sur complementando el gas boliviano.

La iniciativa del Gran Gasoducto del sur ha sido acompañada por Argentina a nivel político con entusiasmo. Brasil ha acompañado el proyecto con prudencia. Como resultado de la nacionalización boliviana y la tensión entre Brasil y Bolivia, la prensa especializada reporta que se anticipa la firma de un convenio de Petrobrás con PDVSA para incorporarse en el proyecto venezolano Mariscal Sucre y explorar reservas de gas y convertir la producción en GNL (*Energy New World Gas Report*).

Es interesante anotar que el juego energético geopolítico venezolano en América del Sur estaría afectando mayormente a los países del Atlántico y que por ese motivo, al haberse consolidado en Perú una posición contestataria con la elección del presidente Alan García, se ha lanzado la iniciativa de conformar la Asociación de los Países Latinoamericanos del Pacífico, sin haber definido claramente sus fines, basada en la posición política de los países latinoamericanos con relación a Estados Unidos.

### *El gas nacionalizado y su participación en la integración energética del cono sur*

Las reservas y la futura producción bolivianas están sujetas a tres vectores integracionistas: el Anillo energético, el Gran Gasoducto del sur y la geopolítica boliviana, susceptibles de convertirse en el centro de producción y transporte de gas del cono sur (Gas Hub), acompañada de su pretensión de participar en el mercado mundial del gas a través de poder conformar un centro de producción de GNL.

En ese macro-escenario, la participación boliviana en la integración energética continuaría bajo las siguientes líneas:

– El Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA)<sup>30</sup>.

Este gasoducto está siendo planeado bajo la premisa de que Bolivia y Argentina celebren un contrato de provisión de gas boliviano a Argentina por un volumen de 20 MMm<sup>3</sup>/d, que adicionado al contrato existente de 7,5 MMm<sup>3</sup>/d, daría un arreglo entre los dos países para un suministro de 27,5 MMm<sup>3</sup>/d por 20 años.

En principio ya existe un compromiso político de efectuar esta operación a través de YPF como vendedor y Enarsa como comprador, ambas empresas estatales. En este proyecto la nacionalización boliviana es un factor decisivo porque encaja en el modelo político de la industria petrolera nacionalizada dispuesta a realizar operaciones de venta con otro ente estatal de país vecino.

Si bien no se ha avanzado en detalle, se espera que como derivación de este gasoducto se pueda efectuar provisión de gas a Paraguay y Uruguay. Existe la disposición política de los tres países (Bolivia, Paraguay y Uruguay) de encontrar la manera de que este suministro pueda ser realizado para lo cual el GNEA resultaría la solución óptima. Esta futura operación podría pasar a ser parte del esquema del Gran Gasoducto del sur, si éste último se lleva a cabo.

– Provisión de gas a Brasil.

La venta de gas por YPF a Petrobrás, se realiza por un contrato vigente hasta 2019. Si bien al presente ambas partes están sumidas en una discusión de precios –el vendedor planteando la mejora o elevación de estos y el comprador manteniendo una fórmula de establecer periódicamente (cada tres meses) la validez y duración del contrato– en ningún momento la venta ha sido puesta en duda, por tanto, todo señala que el problema de los precios será superado y que la exportación continúe sin interrupción. La exportación de gas a Brasil es la principal exportación de Bolivia y todo el sistema de producción de los campos petroleros bolivianos, incluyendo el suministro interno, está ligado a ella. Por tanto, la nacionalización no interrumpirá esa operación.

Adicionalmente, como ya se mencionó, Bolivia también provee gas a Cuiabá en Brasil a través de producción hasta la fecha privada (Repsol-YPF), y un gasoducto privado (Enron-Shell) a un comprador también privado, en Cuiabá. Hasta la fecha las medidas nacionalizadoras no han tocado esta operación, pero se podría ver seriamente afectada si el gobierno boliviano, por el hecho de que no existe participación estatal en la operación, decidiera utilizar los volúmenes comprometidos como un factor de ajuste en caso de faltantes para exportación en el contrato YPF-Petrobrás.

– Provisión a Chile y el Anillo Energético:

La única posibilidad boliviana real de participar en una integración energética en la zona del Pacífico medio es suministrando gas al norte de Chile. Esta posibilidad tiene dos grandes dificultades: en primer lugar, hasta el momento Chile nunca ha planteado adquirir gas directamente de Bolivia para no estar sujeta a la posibilidad de tener que tratar el problema del enclaustramiento marítimo que sufre Bolivia a consecuencia de la Guerra del Pacífico; por otro lado, las necesidades de gas de Chile son cada vez mayores y justificarían la construcción del Gasoducto Pisco-Tocopilla con provisión desde Camisea. La necesidad del norte de Chile podría también ser provista por Bolivia más rápida y económicamente sin tender un gasoducto, utilizando los dos gasoductos del norte argentino que

30. El Gasoducto NEA sería una línea para llevar gas de Bolivia hasta Buenos Aires por la región nororiental de Argentina que no está abastecida de gas.

están subutilizados. Esta posible operación significaría que por primera vez en esta parte del mundo el transporte de gas lo haría un tercer país, que no es comprador ni vendedor. Podría ser una especie de modelo de prueba para cada uno de los grandes proyectos de integración, como se mostró anteriormente.

En síntesis, la integración en América Latina está mayormente influenciada por diversas razones políticas y la nacionalización es una decisión política. Dicho lo anterior, no se puede ignorar que tomará un tiempo hasta que la industria petrolera boliviana recobre su pujanza para acometer nuevos proyectos como el suministro a Argentina, entre otros. En consecuencia, hasta que la industria petrolera boliviana alcance un nivel de normalidad, la nacionalización ha puesto un cuarto intermedio en todos los nuevos planes de integración energética del cono sur. Incluso los compromisos vigentes con Brasil y Argentina son sujeto de preocupación si el nivel de inversiones en los campos bolivianos no se recupera rápidamente.

El proceso de nacionalización todavía no ha concluido y una vez que tome sus rasgos definitivos, se atravesará un período de reactivación hasta lograr niveles de producción que puedan garantizar los convenios o contratos adquiridos.

Si bien en Europa el transporte de gas a través de varios Estados, respetando los volúmenes contratados por cada uno de los países-mercado es una práctica acostumbrada, lo acontecido a finales de 2005, en cuanto a la apropiación de gas ruso por Ucrania para su consumo interno, aprovechando ser país de tránsito, en detrimento de los usuarios de Europa Occidental, está desvirtuando esa seguridad del sistema europeo. En América Latina no se tiene experiencia al respecto.

Este tema de la seguridad de suministro ha sido uno de los más arduamente discutidos en el tratado internacional que se piensa debe regir el funcionamiento del Anillo.

## **Relación energética Bolivia-Chile, ¿es posible?**

Chile, geográficamente es una larga franja (4.000 Km.) de territorio al oeste de Los Andes, que limita con Perú al norte, con Bolivia y Argentina al este, y al sur con las aguas del mar Antártico. En cierto modo, una especie de Israel de América del Sur, rodeado de vecinos con algún reclamo y con sus espaldas al mar. También el país con los mejores pertrechos bélicos del continente y fronteras minadas con Perú y Bolivia.

El consumo de energía chileno está focalizado en dos áreas, el norte (Regiones 1 y 2) y el centro sur, mediando entre ellas más de 1.000 Km. con escaso consumo energético. Por esta configuración geográfica y energética, Chile tiene relaciones energéticas fundamentalmente con Argentina.

### *Breve reseña del relacionamiento energético boliviano-chileno*

El relacionamiento energético entre los dos países se inicia antes de que la integración energética sea tema preponderante con el convenio para la construcción del oleoducto Sica Sica (en Bolivia) y Terminal de Arica en Chile el año 1957. El oleoducto está concebido y ejecutado para cumplir con los

compromisos de libre tránsito que Chile ha suscrito con Bolivia. En esta forma, el oleoducto termina en un área donde se cuenta con las facilidades de almacenaje, embarque y desembarque de líquidos a través de una línea submarina a una boya a 800m de la costa, donde atracan los tanqueros. En resumen, un oleoducto y estación de embarque, no un puerto.

El convenio permite a Bolivia gozar de las facilidades indicadas por períodos de 20 años renovables. Chile tiene prioridad en la adquisición del petróleo transportado por el oleoducto, facultad que ejerció en forma esporádica. El oleoducto es la única línea de exportación de petróleo y derivados de Bolivia por el Pacífico. Al presente, la exportación es de petróleo, gasolinas y petróleo residual de las refinerías. También la terminal con sus instalaciones de almacenaje es utilizada para la importación de *diesel* a Bolivia. El sistema funciona muy fluidamente y como se indicó es un conjunto de obras para buscar libre tránsito para exportar e importar para Bolivia, no concebidas como obras de integración energética.

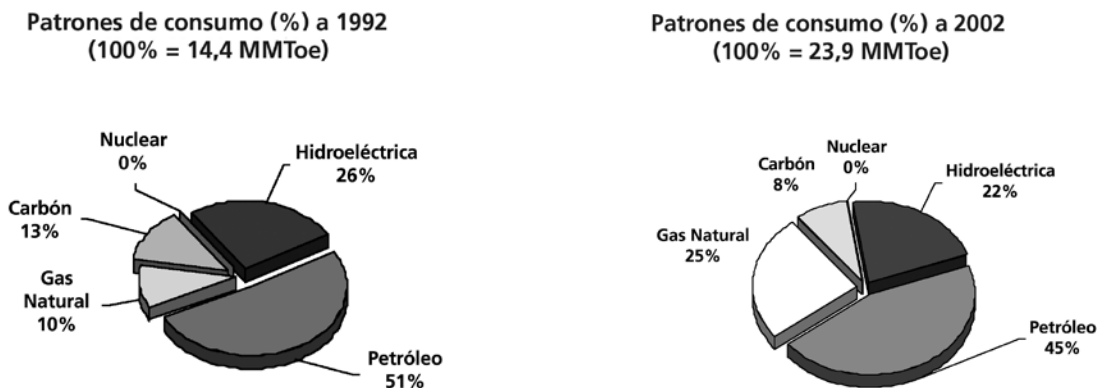
La década de los noventa fue la década del gas en el cono sur. Las empresas estatales de petróleo de Bolivia y Chile, YPF y ENAP conjuntamente con la empresa BHP (Broken Hill Proprietors) que estaba operando en Bolivia, se asociaron para la realización de un estudio de factibilidad de un gasoducto Bolivia-Chile, de la zona del Chapare (Bolivia) a Tocopilla (Chile). El estudio fue terminado en 1995. Las partes intervinientes no pudieron ponerse de acuerdo en cuanto a los términos de la operación y plazos de ejecución, por lo que el proyecto fue abandonado por las partes. La decisión boliviana fue influenciada por las negociaciones que concurrentemente sostenía Brasil para el actual gasoducto Santa Cruz-São Paulo.

La intención boliviana volcada hacia el Atlántico facilitó las negociaciones Argentina-Chile. Los proyectos se materializaron rápidamente con la construcción de un oleoducto a Concepción, dos gasoductos hacia la zona central de Chile y dos gasoductos de Salta al norte minero chileno. Esta provisión de gas fue muy rápidamente aceptada por los consumidores chilenos y así, el gas empezó a tomar una creciente importancia en el total del consumo de energía de Chile. En el gráfico 13 se puede apreciar el proceso de penetración del gas natural en el consumo de energía de Chile.

Al igual que el resto del cono sur, Chile ingresó al siglo XXI firmemente comprometido con el consumo del gas natural y Bolivia con reservas probadas no comprometidas de gran magnitud.

El fallido proyecto de exportación de GNL boliviano –que se inició en 2002– a través de facilidades a construir en la costa chilena, constituyó un hito muy importante en las relaciones energéticas Bolivia-Chile. Desde su inicio en el proyecto no se aclaró cuál sería el tratamiento de las facilidades de licuefacción y puerto de embarque del GNL. No se aclaró si las facilidades –que serían objeto de una gran inversión estimada en US\$3.000 millones de dólares– serían de libre tránsito como las de Arica, o se crearía un enclave con soberanía limitada por un largo tiempo, o si se establecería una zona marítima con soberanía boliviana. Estas indefiniciones, sumadas a otro conjunto de insatisfacciones nacionales, sirvieron para rechazar masivamente el proyecto, al punto que ocasionó la renuncia del Presidente en medio de acontecimientos muy lamentables. Un referéndum sobre política gasífera, pocos meses después, estableció que los hidrocarburos son un recurso estratégico que debe ser utilizado para lograr la reivindicación marítima.

### Gráfico 13 Participación del gas en el consumo energético de Chile



Como fruto de ese referéndum se estableció que cualquier arreglo de suministro de gas a Chile o la instalación de facilidades de licuefacción de gas a la costa chilena deben ser considerados conjuntamente con las negociaciones para la obtención de una salida útil y soberana para Bolivia al Océano Pacífico, política que es rechazada por Chile. El tema se ha caldeado más aún al exigir que gas boliviano importado por Argentina bajo ninguna forma sea pasado a Chile para solucionar o paliar las dificultades de provisión argentina. Ese condicionamiento, enunciado como “ni una molécula de gas boliviano a Chile”, ha enrarecido más el ambiente.

Ante las fallas del suministro argentino de gas, Chile recurrió a negociaciones discretas con Perú para adquisición de gas de Camisea (*International Gas Report*). Esta iniciativa fue recogida por el manto de la integración como el Anillo energético, entusiastamente promovido por Argentina y Chile. Como se explicó, el Anillo en su primera etapa podría solucionar el abastecimiento del norte chileno y liberaría a Argentina de esa obligación.

De todas maneras, Chile ha tomado la decisión de diversificar sus líneas de suministro de gas y así ha iniciado la construcción de un puerto y las instalaciones para recibir GNL de ultramar e introducirlo en su sistema.

*¿Es posible integrarse energéticamente con Chile?*

Los cuatro gasoductos de Argentina a Chile son lazos muy fuertes y duraderos de integración gasífera. Están dirigidos a las áreas importantes de consumo y con capacidad subutilizada que daba fácil holgura para futuros volúmenes. Lamentablemente, los cortes intempestivos, además del incremento de impuestos del lado argentino<sup>31</sup>, más las indefiniciones del desarrollo de la industria en Argentina parecerían haber consolidado la convicción de no poder contar con un suministro confiable de parte de Argentina. La solución chilena de ingresar al uso del GNL parecería ser la más acertada

31. Argentina acordó reconocer un precio de US\$ 5 MMBTU al gas boliviano que importa, o sea, un aumento de 56% a los 7,5 Mm<sup>3</sup>/d acordados con Bolivia. Este mismo porcentaje de impuesto ha sido aplicado a los 20 Mm<sup>3</sup>/d de exportación a Chile ante gran disgusto y desilusión del gobierno de Chile.



para abastecer esa parte de su territorio. El norte de Chile quedaría al margen si Chile no construye facilidades para el ingreso de GNL en esa zona.

La provisión de gas de Camisea para el norte chileno parecía avanzar rápidamente, incluida como primera etapa en el proyecto del Anillo energético con el posible Gasoducto Pisco-Tocopilla. Incluso ese gasoducto podía ser acordado aun estando el Anillo en negociación. El sorpresivo planteamiento sobre las fronteras marítimas ha causado la sensación de casi un plantemiento de mar por gas, que tampoco goza de simpatía en Chile.

Para el norte chileno la solución natural y lógica desde el punto de vista de reservas de gas es Bolivia. La posibilidad de llegar con gas al centro y sur de Chile es remota por no contar con un gasoducto que conecte el centro y norte chilenos. Esta posibilidad se torna más remota aún con la decisión de utilizar GNL en el centro y sur del país. De esta forma, con suministro argentino, aunque sea irregular, y la llegada del GNL 2008 de ultramar o incluso de la planeada planta de GNL peruana, la mayor parte (3/4) del consumo energético tendría varios oferentes, lo que se traduce en seguridad de suministro.

En el norte chileno la posibilidad de suministro boliviano de gas sigue siendo la mejor opción, desde el punto de vista técnico y económico. Esto podría ser realizado utilizando los dos gasoductos de Salta a Chile. Las reservas bolivianas podrían fácilmente constituir un suministro creciente por los próximos 20 años. Adicionalmente se debe anotar que esto tomaría menos tiempo que tender el gasoducto Pisco-Tocopilla lo que encarecería demasiado el precio del gas en Chile. Este suministro sería factible si el objeto del gasoducto fuera instalar una planta de GNL.

El gran escollo continúa siendo la política de gas por mar en la que los gobiernos actuales de ambos países han estado trabajando con el objeto de alivianar o eliminar esa exigencia<sup>32</sup>. A más largo plazo, la posibilidad de ingresar al mercado internacional con GNL boliviano licuificado en el Pacífico continúa siendo una opción a mediano plazo para una integración en hidrocarburos entre Chile y Bolivia.

Adicionalmente, existen otros esquemas que no tropiezan con la política de gas por mar, tales como la generación termoeléctrica en Bolivia y exportación de electricidad, teniendo como antecedente que esa situación ya existe entre Argentina y Chile, de Tucumán a Tocopilla.

El norte chileno es un área de consumo energético aislado por más de 1.000 Km. del resto del país. Ni siquiera llega al sistema interconectado de electricidad, es una especie de nicho de consumo energético con un consumo actual de 8 MMm<sup>3</sup>/d de gas, que podría llegar a 15 MMm<sup>3</sup>/d en los próximos diez años. Por tanto, el relacionamiento energético Bolivia-Chile debe estar inserto en un marco más amplio de complementación económica, en el cual también debería participar Perú para que el emprendimiento sea políticamente factible. Un perfil de rasgos gruesos podría ser un gasoducto mayor para unos 50 MMm<sup>3</sup>/d, acompañado de un poliducto de unos 80.000 bpd, hasta una zona en la costa del Pacífico, en la cual se puedan montar instalaciones de licuefacción (GNL) en el orden de 45 MMm<sup>3</sup>/d, una refinería acompañada de un complejo petroquímico y planta de GTL. Instalaciones que procesen materias primas de Bolivia y Perú, y que sean el corazón de un área industrial para procesar sales inorgánicas de Chile y Perú, todo sobre la base de provisión de energía del gas de Bolivia.

32. El presidente Morales indicó a *El Mercurio* de Chile que "el presidente Mesa se equivocó en el planteamiento de gas por mar"; *La Razón*, 28 de agosto de 2006.

## Bibliografía

*Energy News* (2006), varios números.

*International Gas Report* (2006), varios números.

Laserna, Roberto; Aponte, L.; Jemio, L. C.; Martínez, S.; Molina, F.; Schulze, E.; Skinner, E. (2006) *La inversión prudente. Impacto del bonosol sobre la familia la equidad social y el crecimiento*. Edit. Fundación Milenio. La Paz.

Medinaceli, Mauricio (2006) "Aspectos Tributarios de la Ley No. 3058 y del D.S. 28701", en *Análisis de Coyuntura* n° 4, agosto 2006. Fundación Milenio, La Paz.

Miranda Pacheco, Carlos (1999) "Del descubrimiento petrolífero a la explosión del gas", *Bolivia en Siglo XX*. Harvard Club de Bolivia, La Paz.

Miranda Pacheco, Carlos (2005) "Cincuenta años de legislación petrolera en Bolivia", *Tinkazos* n° 18, La Paz, mayo 2005.

República de Bolivia. Ley de Hidrocarburos No. 1689.

República de Bolivia. Ley de Hidrocarburos No. 3058.

República de Bolivia. Ley General de Hidrocarburos.

República de Bolivia. Superintendencia de Hidrocarburos. Boletines Informativos.

YPFB - *Boletín YPFB*, varios números.

## Notas sobre los autores

### *Asdrúbal Baptista*

Graduado en Economía y Derecho de la Universidad de Los Andes (ULA). Posgraduado en la Universidad de Kent (Inglaterra). Entre sus publicaciones más recientes figuran *El relevo del capitalismo rentístico: hacia un nuevo balance de poder* (2004); *Venezuela siglo XX, visiones y testimonios*, en calidad de coordinador editorial y curador de la edición (2000). Es Profesor Titular del Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA) y catedrático Simón Bolívar de la Universidad de Cambridge, Inglaterra. Desde enero de 2007 preside la Academia Nacional de Ciencias Económicas, Venezuela.

### *Elsa Cardozo*

Licenciada en Estudios Internacionales y Doctora en Ciencias Políticas de la Universidad Central de Venezuela. Fue Profesora Titular de la Escuela de Estudios Internacionales de la mencionada universidad, desde donde participó en la fundación y coordinación del programa de Postgrado en Relaciones Internacionales. Ha sido profesora visitante en Macalester College (Minnesota), y del St. John Fisher Research for Foreign Scholars del Gobierno de Canadá. Es autora de diversas publicaciones, entre las cuales figuran *Laureano Vallenilla Lanz* (2007) y *Esteban Gil Borges* (2006), ambas formando parte de la Biblioteca Biográfica de Venezuela; *La política exterior de la democracia: (des)ajustes y (des)equilibrios* (2004); *La democracia. De Rómulo Betancourt a Hugo Chávez* (2004), entre otras. Es columnista del diario *El Nacional* desde el año 2005. Actualmente, es Directora de la Escuela de Estudios Liberales de la Universidad Metropolitana.

### *Mario García Molina*

PhD en Economía de la Universidad de Cambridge, Inglaterra. Economista y Magister en Historia de la Universidad Nacional, Colombia. Desde 1993 es Profesor Asociado del Departamento de Teorías y Política Económica de la Universidad Nacional y Profesor Investigador de la Universidad de Externado, Colombia. Además, ejerce la dirección del Observatorio Colombiano de Energía. Entre sus publicaciones más recientes figuran *Seguimiento a mercados eléctricos internacionales: una aplicación a los países andinos* (2007); *Oportunidades para la exportación de energía a Estados Unidos. Más allá del TLC* (2005) y "Crecimiento económico y balanza de pagos: evidencia empírica para Colombia", en *Cuadernos de Economía* n° 43 (2005).

### *Luis Lander*

Ingeniero Mecánico, con estudios de Doctorado en Ciencias Sociales de la Universidad Central de Venezuela (UCV). Profesor de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad Central de Venezuela. Autor de más de veinte artículos en revistas académicas nacionales e internacionales, sobre temas energéticos destaca, entre otros, "Venezuela's Oil Reform and Chavismo" (2002). En 2003, fue editor del libro *Poder y petróleo en Venezuela*.

*Carlos Mendoza Pottellá*

Economista y Magíster en Economía y Administración de los Hidrocarburos de la Universidad Central de Venezuela. Como académico dirigió el Postgrado en Economía y Administración de Hidrocarburos y coordinó el Área de Postgrados en Ciencias Económicas de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad Central de Venezuela. Ejerció importantes cargos en el servicio diplomático: Embajador Extraordinario y Plenipotenciario de la República Bolivariana de Venezuela en el Reino de Arabia Saudita (2000-2002) y Embajador Extraordinario y Plenipotenciario de la República Bolivariana de Venezuela en la Federación de Rusia (2003-2005). En 2002 fue nombrado Director de Petróleos de Venezuela (PDVSA). Actualmente es Profesor Asociado de la Universidad Central de Venezuela y Asesor de la Presidencia del Banco Central de Venezuela.

*Carlos Miranda Pacheco*

Ingeniero Químico de la Universidad de Stanford (EEUU) e Ingeniero Petrolero de la Universidad de Oxford (Gran Bretaña). Como funcionario del gobierno boliviano ejerció los cargos de Director General de Hidrocarburos, Ministro de Planeamiento, Ministro de Energía e Hidrocarburos y Superintendente de Hidrocarburos, entre otros. Además, ocupó el cargo de Primer Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Es columnista de prestigiosas revistas especializadas en el tema energético, como *Energy Press* y *Geopolitics of Energy*. Actualmente se desempeña como consultor privado en el campo de la política energética.

*Edgar C. Otálvora*

Economista, egresado de la Universidad de los Andes, Mérida. Magíster en Historia de América Contemporánea de la Universidad Central de Venezuela. Ocupó en la administración pública venezolana importantes cargos vinculados con la política internacional: Secretario Ejecutivo de la Comisión Presidencial para Asuntos Fronterizos Colombo-Venezolanos (1990-1993), Viceministro en el Ministerio de la Secretaría de la Presidencia de la República (1993-1994), Consejero de la Embajada de Venezuela en la República de Colombia (1994-1996) y Cónsul General en Consulado General de Venezuela en Belem do Pará, Brasil (1998-2000). Actualmente es Profesor de la Cátedra de Relaciones Internacionales II de la Universidad Central de Venezuela (UCV), editor del servicio *outsourcing* de información política y económica sobre América Latina (InformECO) y consultor en materia de economía y política internacional. Entre sus publicaciones más recientes figuran *Raimundo Andueza Palacio* (2006), en la Biblioteca Biográfica de Venezuela, *Aproximación a la Agenda de Seguridad de Venezuela con Brasil* (2005) y *La crisis de la Corbeta Caldas* (2003).

*Rafael Quiroz Serrano*

Economista y Magíster en Economía y Administración de Hidrocarburos de la Universidad Central de Venezuela. Ha sido Subsecretario del Senado de la República, Secretario del Congreso de la República, directivo de la Unión Parlamentaria Mundial, Cónsul General de Venezuela en Cúcuta (Colombia), Cónsul General de Venezuela en São Paulo (Brasil), y Director Ejecutivo del Despacho de Petróleos de Venezuela (PDVSA). Es autor de numerosas publicaciones, entre las cuales se encuentran *Meritocracia petrolera, ¿mito o realidad?*, *Sector público y neoliberalismo*, *Avanzar para un Mercosur ampliado*, *La desmitificación petrolera* y *Una respuesta al neoliberalismo*. Actualmente es Asesor del Presidente del Banco Central de Venezuela y Profesor de la Universidad Central de Venezuela.

*Kirsten Westphal*

Profesora Asistente en el Departamento de Ciencias Políticas de la Universidad Justus Liebig de la ciudad de Huesen, Alemania. Es integrante de un proyecto internacional sobre relaciones energéticas entre la Unión Europea y Rusia. Ha pasado largas estadias de investigación en Rusia y América Latina. Además, ha sido consultora y becaria en empresas del sector privado y ha trabajado en varias misiones de la Unión Europea y la Organización para la Seguridad y la Cooperación en Europa (OSCE) en América Latina, Europa Oriental y Asia. Tiene numerosas publicaciones sobre temas relacionados con las relaciones energéticas internacionales.

*Raúl Wiener*

Bachiller en Economía con postgrado en Planificación Económica de la Universidad de San Marcos, Perú. Director General de Investigación del Centro Nacional de Productividad (CENIP), entre 1979 y 1981, y Director de Administración del Instituto de Apoyo Agrario (IAA), entre 1986 y 1988. Entre 1987 y 2003 ocupó diversos cargos directivos en el Centro de Proceso Social. Actualmente se desempeña como Secretario Técnico de la Plataforma Interamericana de Derechos Humanos Democracia y Desarrollo, Capítulo Perú. Entre sus más recientes publicaciones se encuentran *Crímenes de cuello y corbata (Deuda corrupta)* (2005), *Auge exportador, pobreza de las regiones* (2005) y *Agua para vivir y agua para lavar* (2005).



Este volumen se terminó de imprimir en el mes de mayo de 2007, en los talleres de Tipografía Principios, Teléfono: (212) 860.73.05, Caracas, Venezuela. En su diseño se utilizaron caracteres de la familia tipográfica Frutiger. En su impresión se usó papel Tancreamy. La edición consta de 500 ejemplares.

La energía como motor para la integración de América Latina  
*Mario García Molina*

Flujos energéticos, cambios en la correlación de poder y relaciones internacionales:  
una visión comparada de la macro-región europea y las Américas  
*Kirsten Westphal*

Impacto del TLC en las iniciativas de Integración Energética en América Latina  
*Raúl A. Wiener*

Venezuela y América del Sur: el petróleo como vínculo económico y político  
*Asdrúbal Baptista*

La integración energética regional: factor de (in)governabilidad / (in)seguridad  
*Elsa Cardozo*

La energía como palanca de integración en América Latina y el Caribe  
*Luis E. Lander*

La energía como factor activo de la integración latinoamericana  
*Carlos Mendoza Pottellá y Rafael Quiroz S.*

Integración, des-integración y gasoducto del sur  
Cambios políticos y sed de gas en la Suramérica de principios de milenio  
*Edgar C. Otálvora*

Hidrocarburos en Bolivia: nacionalización-integración-relacionamiento energético  
con Chile  
*Carlos Miranda Pacheco*