

El Gas Venezolano como Factor de Integración Regional

Diego J. González Cruz

Agosto, 2007



EL GAS VENEZOLANO
COMO FACTOR DE INTEGRACIÓN REGIONAL

Diego J. González Cruz

Agosto, 2007

Los análisis y opiniones contenidos en el presente documento son responsabilidad del autor, y en nada comprometen al Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales (ILDIS) como organización que asumió el compromiso de coordinar su elaboración y promover su debate público.

Índice de contenidos

Introducción	1
Análisis de las variables	1
1.- <i>Análisis doméstico</i>	1
1.1.- Variables políticas	1
1.2.- Propuestas políticas regionales	3
1.3.- Variables técnico-económicas	4
2.- <i>Análisis regional</i>	5
2.1.- Oferta y demanda de gas en los países de Suramérica	5
<i>Brasil</i>	7
<i>Argentina</i>	9
<i>Paraguay</i>	10
<i>Uruguay</i>	11
<i>Colombia</i>	11
<i>Ecuador</i>	11
<i>Perú</i>	12
<i>Chile</i>	12
Análisis de la situación en Venezuela	13
<i>Fortalezas</i>	13
<i>Debilidades</i>	14
1. La estructura de las reservas de gas de Venezuela:	14
2. Importancia del gas en el mercado interno nacional	16
3. Restricciones legales y políticas	16
4. Restricciones ambientales	17
Oportunidades	18
<i>¿Es posible el descubrimiento de reservas de gas libre?</i>	18
Cosas por definir	19
<i>Precios del gas y las tarifas de transporte y distribución</i>	19
<i>Evaluaciones económicas</i>	19
<i>Actitud de los potenciales compradores</i>	19
Posibles escenarios	20
Conclusiones	21
Recomendaciones de política energética para Venezuela en materia de gas (Mitigando las restricciones y aprovechando oportunidades)	21
Bibliografía	26
Unidades y factores de conversión	27

Introducción

Los lineamientos fundamentales de la política en materia de gas del gobierno de Venezuela, así como su marco jurídico-institucional, tienen importantes implicaciones en los ámbitos nacional e internacional, por lo que se hace necesario evaluar la factibilidad de utilizar el gas natural venezolano como elemento de la integración, ya que per se no es un elemento integrador. Hay dos factores que condicionarán que el gas venezolano tenga esa posibilidad. En primer lugar las variables políticas y en segundo lugar los factores técnicos y económicos.

Un tema que tendrá que discutirse será el orden o secuencia en la que podría ocurrir un proceso integrador en materia de gas y de energía en general, ya sea con Centro América, con el Caribe, con el Sur, y por qué no, incluir a los EE.UU. como elemento a atender en este proceso integrador, considerando este último por su desarrollo económico, requerimientos energéticos y su condición de mercado privilegiado para Venezuela, México y Trinidad-Tobago.

Es necesario aclarar que cuando se habla internacionalmente de gas natural se entiende que es gas metano, ya que las reservas de este hidrocarburo mundialmente son casi en su totalidad de gas libre o no asociado al petróleo, es decir básicamente metano. Por lo tanto, en este trabajo cuando se lee gas o gas natural estamos refiriéndonos al gas metano.

Análisis de las variables

1.- Análisis doméstico

1.1.- Variables políticas:

Las variables políticas están condicionadas por la orientación ideológica y el actual marco legal. En lo ideológico el gobierno se plantea la integración energética como un proceso que debe ir precedido de lo social y lo político antes que lo puramente económico y comercial, hecho que condujo a la salida del país del Grupo de los Tres (G-3) y de la Comunidad Andina de Naciones (CAN); así como dificulta el ingreso del país al MERCOSUR. Ello lo ha llevado a promover integraciones como la Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA), crear empresas petroleras nacionales (Petroamérica, Petroandina, PetroCaribe y

PetroSur) y promover una asociación en materias de gas. Todo ello sin la participación del sector privado, es decir, procesos integradores entre gobiernos.

Con respecto al marco legal, el gobierno venezolano, apoyado en la Ley Habilitante de fecha 26 de abril de 1999, dictó el 12 de septiembre de 1999 el Decreto No 310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en cuya Exposición de Motivos quedaron establecidas las líneas fundamentales del Gobierno en materia de gas natural y sus componentes, que pueden sistematizarse en los siguientes puntos.

- a) Explotar las reservas probadas de gas natural para atender primordialmente el mercado nacional doméstico, comercial e industrial y eventualmente, el de exportación como materia prima o combustible a otros países.
- b) Incrementar las reservas de gas libre, para no depender demasiado del gas asociado sujeto a las variables de la producción petrolera, estimulando la búsqueda de yacimientos de gas libre.
- c) Las actividades con hidrocarburos gaseosos pueden ser realizadas directamente por el Estado o a través de entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado, a través de licencias y permisos.
- d) Las licencias y permisos se otorgarán a proyectos determinados dirigidos al desarrollo nacional.
- e) El Estado exigirá una regalía de veinte por ciento (20 %) sobre los volúmenes de hidrocarburos gaseosos producidos.
- f) La existencia de un ente con autonomía funcional denominado **Ente Nacional del Gas** para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución.
- g) El transporte y la distribución de hidrocarburos destinados al consumo colectivo son declarados servicios públicos.
- h) Los precios del gas natural y las tarifas de transporte y distribución deberán atender a facilitar la recuperación de las inversiones, a

obtener una rentabilidad razonable, así como al mantenimiento adecuado del servicio y a asegurar a los consumidores el menor costo posible.

- i) Con el fin de evitar conductas monopólicas, se prohíbe que una misma persona realice o controle en una región dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución, sin embargo, cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera, podrá ser autorizado por el Ministerio de Energía y Minas para ejercerlas; en este caso deberán llevarse contabilidades separadas como unidades de negocio claramente diferenciadas.
- j) Dar prioridad a los proyectos de industrialización de los hidrocarburos gaseosos que propendan a la formación de capital nacional, a una mayor agregación de valor a los insumos procesados y cuyos productos sean competitivos en el mercado exterior.

Esta Ley, aún cuando fue firmada por el presidente Chávez, permitía la participación privada sin la del Estado, y estaba dirigida hacia el pleno desarrollo de la industria del gas en Venezuela, así como para industrializar los componentes de este hidrocarburo en el territorio nacional, pero no se planteaba ser utilizada como herramienta de geopolítica, ni para promover integración energética alguna. El tema de la exportación del gas en la Ley se toca muy tangencialmente.

Las iniciativas venezolanas de integración energética, propuestas por el Gobierno actual, utilizando el gas natural no están apoyadas en la legislación sobre hidrocarburos, sino que se sustentan en los lineamientos ideológicos que el gobierno le ha fijado a su gestión.

1.2.- Propuestas políticas regionales:

En materia de gas, el gobierno venezolano ha propuesto proyectos de gasoductos a Colombia, Panamá, el Caribe, Brasil, Argentina y Uruguay. A la fecha, el único que se ha concretado es el proyecto de Colombia, que tiene la particularidad de que durante varios años será Venezuela quien recibirá el gas colombiano y, eventualmente, cuando Venezuela haya satisfecho las necesidades de su mercado interno, el gas venezolano iría al país vecino.

Con respecto a la posibilidad de que el gas venezolano llegue a Panamá, sería a través de la extensión del gasoducto colombo-venezolano. Esta propuesta no es nueva, data de los años noventa y una versión de ese gasoducto fue presentada por la empresa Arthur D Little en una Convención de Gas en Caracas. El gasoducto, después de alcanzar a Panamá, iría hasta México. Por supuesto, un proyecto de tal magnitud tenía innumerables limitaciones técnicas y políticas y, con el desarrollo de las tecnologías de gas licuado, ya ese gasoducto no sería necesario, porque resulta más económico transportar el metano a Centroamérica y México en forma líquida que por tubería. Hoy México recibe gas de Nigeria en su terminal de regasificación de Altamira, terminado en 2006. En el Sur, Chile construye un terminal de regasificación para recibir gas de Malasia y Australia y Brasil también construye un terminal para regasificar gas.

Sobre un gasoducto desde Venezuela hasta el estado de Florida en los E.E.U.U., pasando por Trinidad-Tobago, por todo el arco de las islas antillanas hasta Puerto Rico, y de allí a Jamaica, Cuba y los EE.UU., mencionado por el Gobierno en varias ocasiones, también fue propuesto en un estudio realizado por el Banco Mundial y presentado por Arthur D Little en el evento antes mencionado.

Más recientemente, se ha presentado el Proyecto del Gasoducto del Sur (GASUR) que llevaría gas venezolano a Brasil, Argentina y Uruguay, integrándose al gasoducto que suministra gas de Bolivia al sur de Brasil. Este proyecto está visualizado en los planes de la estatal Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA) con el nombre de "Cono Energético del Sur".

Para los países andinos PDVSA, también en su "Plan Siembra Petrolera", prevé un gasoducto llamado "Cono Energético de Los Andes", con lo cual el gas venezolano llegaría hasta Ecuador; este gasoducto se integraría a los sistemas de transporte de Colombia y Perú.

De estas propuestas regionales no se conocen los respectivos estudios técnico - económicos que las respalden.

1.3.- Variables técnico-económicas:

La variable técnico – económica, fundamental para plantearse el uso del gas venezolano como elemento integrador, es la relacionada con la estructura de las

reservas actuales de gas y las expectativas de reservas de gas libre que tiene el país y la factibilidad de su desarrollo en el corto plazo.

Es necesario revisar la situación de las reservas probadas que se dispone y analizar si serán suficientes primeramente para satisfacer en el mediano y largo plazo las ingentes necesidades de la industria petrolera y petroquímica nacional, así como de los sectores eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, industrial menor, comercial y residencial. Inclusive para procesos de industrialización profunda.

La principal restricción técnica que tiene el gas venezolano para su exportación es la composición de las actuales reservas probadas, las cuales son en un 90% asociadas a la producción de petróleo. Estas reservas de gas deben ser validadas y certificadas, ya que hoy no son suficientes para satisfacer los requerimientos de PDVSA y del resto de la industria petrolera nacional, ni el mercado interno venezolano, mucho menos para exportar.

Los factores económicos están asociados principalmente con la factibilidad de hacer en el tiempo necesario las inversiones que se requieren para explorar y desarrollar las expectativas de gas libre, que los informes dicen existen en las áreas costa afuera venezolanas. Tanto los aspectos técnicos como los económicos serán analizados en detalle más adelante.

2.- Análisis regional

2.1.- Oferta y demanda de gas en los países de Suramérica

Con la entrada de Venezuela en el MERCOSUR (actualmente cuestionada), así como se abrirían oportunidades también surgirían limitaciones para el gas venezolano, dependiendo de las matrices energéticas, las reservas de hidrocarburos y, en general, los recursos energéticos de Brasil, Argentina, Bolivia y Uruguay.

La utilización de recursos energéticos alternativos y en especial del gas natural en cada país y en conjunto en todo el hemisferio, independientemente de las razones técnicas, económicas y geopolíticas, estará influenciada por los factores que han intervenido en la formación de la estructura de la matriz energética del país que se desee analizar. Esta situación será de indispensable motivo de estudio

para evaluar las posibles oportunidades de negocios para el gas de Venezuela en esos países.

Al gas natural le toca ser el elemento de reemplazo de la mayoría de los otros energéticos, por razones económicas (precios) y ambientales; siendo el primero en reemplazar la leña y el bagazo, luego el carbón y en tercer lugar, los derivados del petróleo.

La dificultad estriba, en primer lugar, en que existan suficientes reservas de gas para reemplazar al otro energético y luego, en cómo hacer llegar el gas natural a los lugares donde se consumen actualmente los recursos reemplazables.

Así, la primera pregunta que nos tenemos que hacer es cuáles países cuentan con las reservas suficientes de gas u otras energías para reemplazar a otros energéticos que pudieran ser competencia para Venezuela.

Desde Colombia hasta la Patagonia, la situación es la siguiente:

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el consumo de gas en Centro y Sur América creció de 2,0 billones de pies cúbicos (trillion cubic feet en unidades inglesas - TCF) en 1990 a 3,8 TCF en 2003 (90%) comparado con un crecimiento del consumo de gas en los países industrializados (OECD) de apenas 36% en el mismo período.

Por su parte, la Agencia Informativa del Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA) proyecta que la demanda de gas en la región aumentará a 5,8 TCF para 2010 y a 8,1 TCF en 2020, siendo Brasil el mayor consumidor con 1,2 TCF.

El consumo total de energía en 2003 en quadrillones de Btu (QBtu) en Centro y Suramérica fue de 21,9 QBtu y pasará a 36,3 QBtu en 2020, un crecimiento de casi 66%.

En la Tabla I que se presenta a continuación, se muestran las cifras por fuente de energía de la región:

**Tabla I América Latina: fuentes de energía
Cuadrillones de Btu (QBtu)**

Fuente de energía	2003	2020
Petróleo	10,8	15,0
Gas natural	4,1	8,7
Carbón	0,8	1,4
Nuclear	0,2	0,3
Hidroelectricidad y otros	6,0	11,1
Total	21,9	36,3

Fuente: EIA, International Energy Outlook, 2007

Es posible que para el año 2010 el gas natural supere al petróleo como tercer combustible predominante para generar electricidad en la región, aunque la energía hidroeléctrica seguramente seguirá siendo la fuente dominante en los próximos 20 años, dice la EIA. Veamos por separado la situación en cada uno de los países involucrados.

Brasil

El gigante del Sur, tiene reservas de petróleo de 10,6 millardos de barriles (MMMB) y produjo 1,9 millones de barriles diarios (MMMB) de hidrocarburos líquidos en 2004. Sin embargo, tiene que importar petróleo y derivados de Argentina, África y el Medio Oriente principalmente, porque su consumo del hidrocarburo es de 2,2 MMMB. Recientemente Petrobras ha anunciado que ya puede abastecerse de este.

Un hecho que hay que destacar es la primacía mundial de Brasil en la producción de etanol proveniente de la caña de azúcar y la existencia de 2 plantas nucleares en funcionamiento y una tercera en construcción.

Las reservas de gas de Brasil están en 8,8 TCF que al incluir las reservas probables la cifra alcanza los 33 TCF, con una producción de 1.102 MMPCD y un consumo de 1.954,4 MMPCD (2005); de allí la necesidad de importar, por razones

geográficas, gas de Bolivia (hasta 1.060 MMPCD) y Argentina (100 MMPCD). El gas representaba en 2003 sólo el 7,7 % del consumo energético del país.

El resto de la matriz energética de Brasil es petróleo 40,2%, hidráulica 14,6 %, caña de azúcar 13,4%, leña 12,9 %, carbón 6,5 %, nuclear 1,8 % y otros renovables 2,9 %.

Vale acotar que en el vecino país, los estados federales tienen el monopolio de la distribución de gas en sus territorios, y algunos han comenzado a privatizar este negocio. Además, Brasil tiene importantes reservas de gas no desarrolladas en el Amazonas (campo Urucú, al oeste de Manaus).

Recientemente Petrobras puso en operación un gasoducto de 346 Km. desde Urucú a Manaus, y de allí otro que llega hasta Coari, donde hay una planta de producción de gas licuado de petróleo. También se planifica construir un tercer gasoducto a Porto Velho, en 2007.

Otro dato es que Brasil importa de los EE.UU. y Australia carbón para sus plantas siderúrgicas y usa producción propia para generación eléctrica. Estas situaciones deberán tomarse en cuenta para una futura exportación de gas licuado venezolano al norte brasileño.

En materia de generación eléctrica, el 87% de la energía del país procede de la hidroelectricidad, pero no es en un 100% confiable y 7,7% es de origen térmico.

Las autoridades de la Agencia Nacional de Petróleo Brasileña (ANP) informan que el país requerirá un volumen adicional de 424 MMPCD de gas natural, por lo que aceleran la explotación de su cuenca de Santos y la importación de gas natural licuado (LNG). Cabe mencionar que en Brasil se queman más de 350 MMPCD de gas natural por falta de infraestructura. La industria y los vehículos utilizan cada vez más gas como combustible.

Resumiendo, Brasil requiere gas adicional y tiene un proveedor natural como es Bolivia, pero no quiere depender de un solo proveedor por tubería. Hoy entre el 50 y 60% de su consumo es importado, sin embargo se han planteado independizarse para el año 2012. Muchas organizaciones gubernamentales y privadas están trabajando para resolver la situación.

En cualquier propuesta en materia de gas para Brasil, además del Gobierno y de Petrobras, deben opinar algunas organizaciones por el lado institucional, en especial la ANP, la Asociación Brasileña de Distribuidores de Gas por Tubería (Abegas), la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH) y empresas del sector privado como British Gas, Shell, Repsol, la Transportadora Brasileña de Gas (TBG) y Transredes, entre otras, que ven como alternativa el gas de Bolivia para suplir la demanda de Brasil.

Técnicamente, es factible que el gas de Venezuela llegue vía gasoducto a poblaciones en el norte de Brasil, pero no es económica ni ambientalmente realizable porque el precio sería enorme ya que no hay suficientes poblaciones ni usuarios para amortizar las inversiones requeridas en un tiempo razonable; y los daños a la Amazonía serían gigantescos. A las ciudades costeras de ese país podría llegar el gas venezolano a precios razonables por vía marítima en forma líquida (LNG).

Argentina

En los consumos de energía primaria en Argentina, al gas le corresponde el 45%, le sigue el petróleo con 41%, la hidroelectricidad con 6%, la energía nuclear cubre el 2% (tiene dos plantas nucleares) y el restante 6% por carbón, leña, etc.; y su generación eléctrica proviene en un 52% de combustibles fósiles, 39% electricidad y 9% nuclear.

El otro gigante sureño, con reservas de 2,3 MMBB de petróleo, produjo 725 mil barriles diarios (MBD) de petróleo en 2005, disminuyendo desde 1998 y consumió 421 MBD también en 2005. Exportó 305 MBD, principalmente a Chile y al sur de Brasil.

El país cuenta con las terceras mayores reservas probadas de gas de Latinoamérica, 17,8 billones de pies cúbicos (TCF). La producción de gas se sitúa en 4.412 MMPCD, aumentando desde 2003, a la vez que el consumo también se incrementa (3.928 MMPCD). El 65% de los vehículos funcionan con gas comprimido (GNV). De allí la necesidad de importar gas de Bolivia y de estar revisando sus contratos con Chile. A largo plazo, se plantean situaciones difíciles para Argentina; por ejemplo, el sistema de transporte de gas del país está condenado a no ser suficiente para cubrir la demanda sin la inversión necesaria.

Argentina ha salido de la crisis económica, pero sigue habiendo grandes dudas acerca del sector del gas, sumido en su propia crisis desde 2004. El país pasó recientemente por una crisis energética que causó la suspensión de sus envíos a Chile y Uruguay, pero a la vez siguió importando gas de Bolivia. Voceros internos proponen que Argentina acelere el otorgamiento de licencias para explorar gas en el sur.

En Argentina hay una situación latente de desabastecimiento. No se visualiza la llegada de gas venezolano a Argentina vía gasoductos; en cambio sí podría llegar vía LNG.

Paraguay

Este país no tiene reservas de hidrocarburos y todos sus requerimientos de energía fósil tienen que importarlos mayormente de Argentina.

La oferta interna del país la conforman la hidroelectricidad en un 60%, biomasa 26%, hidrocarburos 13,6% y los biocombustibles 0,4%. El consumo interno es 56% biomasa, 32% hidrocarburos, 11% electricidad y 1% biocombustibles. El consumo interno por uso es 36% en los sectores residencial y comercial, 32% industrial, 3% transporte y 2% otros usos.

Paraguay tiene la ventaja de ser un gran productor y exportador de hidroelectricidad (después de Brasil, Venezuela y Argentina). Paraguay consume unos 25 MBD de productos derivados del petróleo. Cualquier abastecimiento económico de gas a Paraguay sería desde Bolivia o Argentina vía gasoductos, por lo que se descarta que gas venezolano en el mediano plazo llegue en forma gaseosa. Podría arribar como líquido vía metaneros para no depender de un solo suplidor mayor.

Vale destacar que Paraguay pertenece al ***Grupo del Eje Interoceánico Central***, formado por Brasil, Chile, Bolivia y Paraguay, patrocinado por la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA), que es un foro de diálogo entre las autoridades responsables de la infraestructura de transporte, energía y telecomunicaciones en los doce países suramericanos.

Uruguay

La matriz energética primaria de Uruguay, está compuesta en un 54% por petróleo y derivados, 19% biomasa, 18% hidroelectricidad y 6% electricidad importada y 3% gas natural. La generación eléctrica es 73% hidráulica, 17% electricidad importada y 10% combustibles fósiles.

En el corto plazo el país cuenta con gas de Argentina para sus necesidades industriales y comerciales, de donde importa unos 700 MMPCD. Es difícil que el gas venezolano llegue a Uruguay vía gasoducto en el mediano plazo. El gas venezolano sí pudiera llegar licuado a Montevideo, a un terminal de regasificación.

Colombia

Con modestas reservas de petróleo de 1.500 MMB en el 2005 y con reservas declinantes de gas de 4 TCF (7,5 TCF en 2001), produjo 549 MBD de petróleo y 658 MMPCD de gas en 2005. El país consumió 230 MBD de petróleo y 658 MMPCD de gas ese año.

Según el Ministerio de Energía y Minas la matriz energética está formada por 43,2% de crudo y derivados, 14,7 electricidad, 10,7% leña y bagazo, 9,1% gas natural, 7,3% carbón, 0,1% alcohol y 14,9% otros energéticos.

La oferta energética del país está formada por petróleo en un 38,8%, gas 25,1%, hidro 15,7%, leña y bagazo 10,7 y carbón mineral ,7%. Mientras que la demanda es de 50,2% de crudos y derivados, 17,3% de electricidad, leña y bagazo 12,8%, gas 10,8% y alcohol 0,1%. La electricidad (13.348 MW) es en un 68% de origen hidráulico, 27% gas, y 5% carbón. El mercado de Colombia sería una gran oportunidad para recibir gas de Venezuela en el mediano plazo vía gasoducto.

Ecuador

Ecuador tiene reservas de petróleo muy limitadas, que alcanzan 5.100 millones de barriles (2005) y produce 541 MBD (2005), de los cuales su mercado interno consume 148 MBD.

Las reservas y producción de gas son marginales; consume 194 MMPCD. Su matriz energética está formada por 86% hidrocarburos, 7% hidráulica y 7%

productos "no comerciales". La electricidad es un 48,8% de origen hidráulico, 28,7% diesel y fueloil, 11,1 MCI, 6,8% importación y 4,5% gas. El consumo final se distribuye de la siguiente manera: un 53% transporte, 21% sector industrial, 21% residencial, 4% servicios públicos y privados y 1% otros usos. El gas venezolano podría llegar por gasoducto al entrar en el sistema colombiano, que tendría que ampliarse para tal fin.

Perú

Perú con reservas de petróleo de solo 1.100 MMB, produjo 111 MBD y consumió 139 MBD en 2005. La demanda de petróleo es de 177,5 MBD, distribuida de la siguiente forma: 55% en destilados medios, 18% productos industriales, 15% gasolinas y 12% gas licuado de petróleo (GLP). Las reservas de gas son de 11,5 TCF y produjo 155 MMPCD en 2005. Tienen expectativas con las reservas de Camisea. Los requerimientos de diesel son de 60,0 MBD, mayormente para el sector transporte. En Perú se cocina en gran medida con leña y kerosén, y las calderas y hornos operan con fuel oil.

El país tiene planes de cambiar la matriz energética a gas y al uso de biocombustibles. En 2003 se aprobó una Ley para promover la producción y uso de biocombustibles.

Para que el gas venezolano llegue a Perú tendría que entrar primeramente en el sistema colombiano, que tendría que ampliarse para tal fin y de allí a Ecuador.

Chile

La Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) informa que el país austral tendrá para 2015 reservas de gas de apenas 2,5 TCF, para una demanda de 1.310 MMPCD, la cual sería cubierta con 88 MMPCD de producción nacional, 170 MMPCD importados por tubería y 399 MMPCD importados en forma líquida, por lo que resta un déficit de 653 MMPCD que debe ser cubierto de alguna manera.

La matriz energética para 2004 era 35,3% petróleo (99% importado), 24,3% gas (80% importado), hidráulica 17%, leña y otros 14% y carbón 9,3% (96% importado).

Chile genera en la actualidad 11.928 MW, de los cuales 29,2% con diesel, 28,3% con hidro, 17,9% con carbón, 11,1% importada, 8,1% con gas, 3,9 on

fueloil, 1,4% con biomasa y 0,02% con eólica. Para 2015, se estima generar adicionalmente 5.833 MW, los cuales se obtendrán 2.277 con gas, 2.200 con carbón, 879 con hidro, 260 geotérmica, 125 diesel, 50 con eólica y 42 MW con biomasa. No se visualiza que el gas venezolano llegue a Chile.

Resumiendo, el gas venezolano como elemento integrador tiene dos escenarios: en primer lugar el Caribe, Colombia y Centroamérica, y en segundo lugar Suramérica (todos los países exceptuando a Colombia). En el primer escenario no tiene competidores, y en el segundo caso tendría como principales competidores en la región en el mediano y largo plazo el gas de Bolivia y la hidroelectricidad de Paraguay y Brasil.

Análisis de la situación en Venezuela

A continuación se presenta un análisis detallado de las posibilidades reales de que el gas venezolano actúe como elemento integrador en América Latina, a partir de sus principales fortalezas y debilidades:

Fortalezas

La principal fortaleza que tiene el país para utilizar el gas como elemento integrador, es su tradición de productor de hidrocarburos (petróleo y gas) por casi 100 años; lo que le ha dado capacidades para desarrollar esa industria en toda su cadena de valor; desde la exploración hasta el comercio; así como para desarrollar el personal, las normas y la infraestructura necesaria para mover el gas (empresas de ingeniería y de bienes y servicios de calidad mundial).

Otra fortaleza son las expectativas de conseguir grandes reservas de gas, tanto en tierra como costa afuera. PDVSA estima que los prospectos de gas alcanzan los 196 TCF.

En materia de integración, Venezuela también tiene la ventaja institucional de pertenecer a los principales organismos regionales íntimamente relacionados con los procesos de integración energética, como son: la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI), la Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional

Suramericana (IIRSA) y el Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe (INTAL), entre otros.

Debilidades

1. La estructura de las reservas de gas de Venezuela:

Creemos que la principal debilidad del país para adelantar un proceso de integración, utilizando el gas como bandera, es la situación de sus reservas probadas. Antes de plantearse los posibles negocios que puede realizar el país con su gas natural, tanto asociado como no asociado al petróleo, exportándolo sea a través de gasoductos o en forma licuada (LNG), es necesario revisar la situación de las reservas probadas que se disponen y hacerse la pregunta de si serán suficientes primeramente para satisfacer en el mediano y largo plazo las ingentes necesidades domésticas de la industria petrolera y petroquímica, así como de los sectores eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, industrial menor, comercial y residencial. Inclusive para procesos de industrialización profunda.

Partiendo de la premisa de que el gas asociado al petróleo no se debe utilizar para hacer negocios de exportación, porque se necesita para ser reinyectado en los yacimientos. En Venezuela, con la excepción de los esfuerzos realizados en el estado Guárico, no se había realizado actividad exploratoria para la búsqueda de gas no asociado o libre. Las modestas reservas de gas libre que aparecen en los libros oficiales de reservas de Venezuela fueron ubicadas buscando petróleo. Es después de la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en 1999 que se licitaron algunas áreas para explorar gas libre (Yucal-Placer, Barrancas, San Carlos, Ambrosio, Plataforma Deltana y eventualmente al norte del estado Sucre). Es por ello que las reservas probadas de gas del país son mayormente de gas asociado al petróleo, y en la actualidad no son suficientes para cubrir los requerimientos nacionales, así que menos para exportarlo.

La principal restricción técnica que tiene el gas venezolano es la composición de las reservas probadas. Antes del país abocarse a realizar cualquier estudio técnico-económico-ambiental-geopolítico, ya sea para exportar el gas en forma líquida o por tubería, para lanzar una propuesta de integración, utilizando el gas natural, como es el caso de llevar gas venezolano a otros países (con lo que sería

necesario firmar contratos de entrega de por lo menos 20 años) tendrían que desarrollarse las expectativas de gas, y proceder a validarlas y certificarlas, junto con las reservas probadas actuales.

Considerando que es condición *sine qua non* disponer de las reservas de gas suficientes para exportarlo, se hace necesario hacer un análisis detallado de la situación de las mismas.

En primer lugar valga decir que las reservas de gas asociado al petróleo se utilizan mayormente en las operaciones de producción y refinación y el remanente va al mercado interno. Con respecto a este gas asociado al petróleo, es importante destacar que los crudos que contienen mayor cantidad de gas asociado por barril son los condensados, seguidos de los livianos y en último lugar los medianos. De este tipo de crudos es que el país tiene menos reservas remanentes de petróleo y necesitan más gas para producirse. Los crudos pesados y extrapesados de los yacimientos tradicionales y de los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco, contienen muy poco gas asociado, y de estos crudos es que son la mayoría de las reservas remanentes de petróleo y necesitan gas para producirlas.

Estas reservas de petróleo son frecuentemente revisadas y sus resultados afectan las reservas de gas. El Ministerio de Energía y Petróleo informó que las reservas de gas en 1975 eran del orden de 41,5 billones de pies cúbicos (TCF), en 1989 de 105,7 TCF y en 2004 de 151,5 TCF. Los cambios impresionan, pero no están validados ni certificados.

La producción anual de gas en el año 2004 (PODE 2004) fue de 2,41TCF (6.608 MMPCD). De ese volumen producido, el 43 % se devolvió al subsuelo, con el propósito de mantener la presión de los yacimientos. Esos volúmenes de gas que se devuelven a los yacimientos son contabilizados como reservas remanentes, que los técnicos dicen que sería recuperable en el momento de "desinflar" esos yacimientos, es decir, de producir la capa secundaria de gas formada con tal inyección, hecho que no ha sido demostrado todavía en su totalidad.

Una última observación. Las reservas de gas deben estar asociadas a su utilización, sin embargo es conocido que un porcentaje importante del gas

producido no es usado. Por ejemplo en el año 2004 el PODE informa que de una producción de 6.608 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) se arrojó el 8,0 %, es decir 526 MMPCD, equivalentes a 84.047 barriles diarios de petróleo.

Resumiendo, las reservas de gas deben ser validadas y certificadas, ya que hoy no son suficientes para satisfacer los requerimientos de la propia PDVSA ni del mercado interno venezolano, mucho menos para exportar. En el Plan de PDVSA las "expectativas" de reservas de gas no asociado son de 98 billones de pies cúbicos (solo eso: expectativas).

Una observación final. Acorde con las cifras de producción de gas que presentó PDVSA en su reciente Plan Estratégico 2006 – 2012, la producción total de gas natural para el año 2012 sería de apenas 11.500 MMPCD, un incremento de solo 5.200 MMPCD con respecto a la cifra de 2005, para tratar de cubrir el déficit existente en el mercado interno, los proyectos de inyección de gas a los yacimientos, los nuevos proyectos petroquímicos y nuevos requerimientos de PDVSA. Tendrían que cambiarse los planes para incluir la producción de varios MMPCD para exportar.

2. Importancia del gas en el mercado interno nacional

El gas natural es predominante en la matriz energética del país. Este se utiliza en un 73 % en la industria petrolera y 27 % en el mercado interno (27% para generación eléctrica, 28% en el sector siderúrgico y aluminio, 21% en petroquímica, 5% en uso comercial y residencial, 5% en la industria del cemento y 14% en otros usos). De allí que sea indispensable contar con suficiente gas asociado y libre para satisfacer los requerimientos del mercado interno, antes de asignar volúmenes para la exportación.

3. Restricciones legales y políticas

Venezuela tiene una serie de restricciones y debilidades de naturaleza legal y política en su actual política energética, para convertir al gas en motor del desarrollo nacional y de la integración en América del Sur. A continuación se analizan los componentes de cada una de estas restricciones.

La legislación vigente y las licencias que se han otorgado para producir gas, establecen que primeramente debe ser abastecido el mercado interno.

Políticamente este abastecimiento se dificulta, ya que el Estado está promoviendo y financiando las figuras de Cooperativas y Empresas de Producción Social para llevar adelante la construcción de redes locales de distribución de gas, instituciones que no tienen la experticia ni los recursos técnicos para acometer programas masivos de gasificación de las ciudades y poblaciones menores. Si no se abastece el mercado interno no se puede exportar. Esta es una restricción insalvable para cualquier plan de exportación.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999), permitía realizar todas las actividades en materia de gas, sin la participación del Estado; posteriormente se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2001) en la cual el Estado debe tener participación en todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos (petróleo) y el gas asociado al petróleo. Esta situación se hacía incómoda de manejar. Por ello las figuras de Asociación que se crearon con la derogada "Ley de Nacionalización", como los convenios operativos, y las asociaciones estratégicas, fueron sustituidas por empresas mixtas (2006), donde el Estado se reservó por lo menos el 60% de todo el negocio.

En 2006 le fue aprobada al presidente Chávez una Ley Habilitante, que incluía la potestad de legislar en materia de hidrocarburos. Voceros gubernamentales y el mismo presidente han anunciado que se cambiará el régimen legal que rige la industria del gas, para acoplarlo a la Ley de Hidrocarburos; esto significa que las licencias otorgadas a partir de 2001 para el desarrollo de gas no asociado, con la que se crearon empresas 100% privadas, serán canceladas para convertirlas en empresas mixtas, donde el Estado tendrá por lo menos 60% de participación. Este cambio de política dificulta cualquier plan de exportación de gas.

4. Restricciones ambientales

Se pudiera decir que hay restricciones ambientales siempre que se realizan operaciones por la búsqueda y explotación de hidrocarburos en el mar y en el delta de grandes ríos, como es el caso de Venezuela; sin embargo hasta la fecha las empresas que están operando en esas áreas, tanto PDVSA como las transnacionales, cumplen con todas las disposiciones ambientales establecidas en la legislación venezolana, y siguen las prácticas internacionales sobre la materia.

Actualmente existen algunas restricciones tanto para construir plantas de procesamiento y licuefacción (así como los terminales para buques metaneros), como para la construcción de gasoductos y poliductos para transportar el gas metano y los otros componentes del gas natural hacia el mercado interno venezolano.

Las zonas costeras donde se tiene planificado construir las grandes infraestructuras de procesamiento, como la población de Güiria en el estado Sucre, así como las vías que se han visualizado para mover los productos hacia el interior del país, son muy sensibles desde el punto de vista ambiental. Lo anterior no significa que no se pueden construir, sino que para hacerlo se requerirían inversiones serán mucho mayores respecto a las necesarias si se tratara de áreas tradicionales.

Los aspectos ambientales hacen que proyectos, después que cumplen con los aspectos técnico-económicos anteriores, pasen años antes de materializarse.

Oportunidades

¿Es posible el descubrimiento de reservas de gas libre?

Venezuela tiene excelentes expectativas de tener gas libre en las áreas costa afuera y en tierra. Los Planes de PDVSA hablan de reservas posibles de gas no asociado de 98 billones de pies cúbicos (TCF), 50% de las cuales están en el mar. Para convertir estos recursos en reservas sería necesario:

1. Desarrollar un acelerado plan de exploración y explotación, el cual definitivamente debe ser llevado adelante con el apoyo firme de empresas internacionales con experticia en exploración y explotación de gas libre.
2. Es necesario acelerar el otorgamiento de licencias. Desde la aprobación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) el proceso de otorgamiento de licencias para la exploración y explotación de gas ha sido muy modesto y lento. A la fecha solo se han otorgado cinco licencias en tierra y once costa afuera.
3. Resolver la materia de precios en el mercado interno, ya que las licencias son condicionadas a satisfacer primeramente el mercado interno. Con los

precios actuales no se puede producir económicamente gas costa afuera ni en tierra.

Cosas por definir

Hay una serie de aspectos por definir, antes de proponerse acometer alguna propuesta de usar el gas como elemento integrador, entre ellas:

Precios del gas y las tarifas de transporte y distribución

Los precios del gas en los centros de despacho y las tarifas de transporte y distribución desincentivan la explotación y el desarrollo de la industria del gas en el país. Tiene que definirse todo lo relacionado con el precio del gas a boca de pozo en Venezuela.

Evaluaciones económicas

Con relación a lo económico, hay que hacer el análisis correspondiente para determinar cual sería la forma más económica para que el gas venezolano salga de sus fronteras, hasta los puntos de consumo en la región, ya sea por tubería o por buques. Las economías del LNG se hacen cada vez más atractivas. Los costos de regasificación también han disminuido. Un gasoducto internacional generalmente tendrá que cruzar varios países y fronteras, con eventuales situaciones políticas inestables y largos y tediosos requerimientos para obtener los derechos de paso.

Actitud de los potenciales compradores

Cualquier gran consumidor final de un país hoy por hoy, sea una planta petroquímica, una planta eléctrica o inclusive una provincia, gobernación o municipio, no desea depender energéticamente de otro país. Esta es la más importante debilidad de los proyectos de gasoductos internacionales. Los grandes consumidores particulares de países como Brasil y Argentina han planteado que no deben depender del gas, vía gasoducto, de países como Bolivia o Venezuela. De allí que estén evaluando el suministro de gas licuado, vía marítima, para recibir ese combustible desde países africanos o desde Australia, Indonesia o Malasia, inclusive, como lo están planificando Chile y Brasil.

Posibles escenarios

Un primer escenario debería contemplar una sincera apertura, con participación minoritaria del Estado, para que el sector privado impulse el desarrollo de la industria del gas en todas sus fases, y con ello desarrollar la capacidad plena del gas venezolano para que eventualmente pueda llegar a otros países. En este escenario sería el empresario privado quien evaluaría la factibilidad de exportar el gas en cualquiera de sus formas. En este escenario, la participación del Estado se limitaría a preparar las políticas públicas de Estado (precios internacionales, masivas licencias y permisos expeditos) que promuevan el desarrollo pleno de la industria del gas en el país y su exportación por gasoducto a Colombia y por metaneros a Brasil, Argentina y Uruguay. En la situación política actual este escenario es poco probable.

Un segundo escenario comprende que el Estado continúe tratando de hacer todo en materia de gas, en especial en el mercado interno y en el desarrollo de las expectativas de reservas, la construcción y operación de los gasoductos y en el procesamiento del gas libre, para licuarlo y eventualmente exportarlo. Este escenario parte de la premisa que el Estado tenga el *know-how* y el músculo financiero para llevar adelante esos proyectos. En este escenario las relaciones técnicas y económicas de integración son entre Estados, sin participación de la empresa privada. Este escenario es contradictorio, porque los países candidatos para la integración, en especial los sureños, tienen una empresa privada sólida, y en esos países hay división de poderes y la decisión final no es del gobernante de turno.

Un tercer escenario sería crear un ambiente de colaboración entre el sector privado y el Estado para llevar adelante los planes del Gobierno en materia de gas, en especial para fines de exportación. En este escenario, la participación del Estado se orientaría primeramente a preparar las políticas públicas de Estado (precios internacionales, masivas licencias y permisos expeditos) que permitan que el sector privado desarrolle plenamente la industria del gas en el país y su exportación. Le dejaría al sector privado manejar los negocios, limitándose a

tener una participación accionaria minoritaria. En la situación política actual este escenario es poco probable.

Conclusiones

1. La situación política actual dificulta que el gas venezolano tenga la oportunidad de ser utilizado como elemento integrador; sin embargo, Venezuela tiene una excelente oportunidad de convertirse en abastecedor de gas de varios países del hemisferio, ya sea por tubería o en forma de LNG, pero es necesario implementar las políticas públicas de Estado necesarias para definir el mejor uso del gas en el país, promover el desarrollo acelerado del sector, explorar y desarrollar las expectativas de gas costa afuera y en tierra, validar y certificar sus reservas de gas asociado y no asociado, todo con una importante participación del sector privado nacional e internacional.
2. Venezuela está en la oportunidad de usar, con muy pocos cambios, el marco regulatorio vigente. Ello permitirá impulsar la aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, así como su Reglamento, en especial en todo lo relacionado con las Licencias para exploración y explotación por gas libre.
3. En el año 2006 Venezuela se retiró de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), del Grupo de los Tres, y su entrada al MERCOSUR no está asegurada lo que podría traducirse en pérdida de oportunidades para los procesos de integración.
4. El gas venezolano tiene oportunidad de participar en los planes energéticos de varios países latinoamericanos.

Recomendaciones de política energética para Venezuela en materia de gas (Mitigando las restricciones y aprovechando oportunidades)

La elaboración de cualquier propuesta de integración en materia de gas (asumiendo, claro está, que en ningún caso puede ser una decisión unilateral de Venezuela) debe considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- Distinguir entre países similares en historia y requerimientos energéticos, y países completamente diferentes en su matriz energética.
- Analizar las políticas de los gobiernos de cada país en materia energética.
- Evaluar el proceso de integración en la geopolítica hemisférica de los gobiernos.
- Examinar los antecedentes comerciales y de negocios en materia energética, en especial de gas.
- Evaluar las características económicas de los respectivos países en relación a la energía. Políticas de financiamiento para el sector, así como la política en materia de precios y tarifas (¿quién paga qué?).
- Las estructuras sociales, en especial su educación en el uso de las variadas formas de energía, de los diferentes países, ayudarán a valorar las posibilidades reales de hacer propuestas de integración en materia de gas.
- Por supuesto que el análisis de la matriz energética de cada país será clave para hacer propuestas en materia de gas, como energético sustitutivo de alguno de los componentes de esas matrices. Las preguntas ¿qué recursos tiene quién? y ¿quién consume qué? deben ser muy bien respondidas. Hay que preparar tablas de importaciones y exportaciones de cada energía, así como la matriz de consumo por sector poblacional, destacando las reservas de los energéticos que tiene cada país, potencialmente receptor del gas venezolano.

Adicionalmente, será necesario estudiar la factibilidad de la integración en materia de gas, con respecto a las otras integraciones que efectivamente existan o estén en proceso de existir. Será necesario revisar los conflictos y las coincidencias. Y preguntarse ¿habrá aduanas energéticas?.

Un hecho que también debe tomarse en cuenta es la precaria estabilidad democrática en algunos países, así como la existencia de instituciones sin legalidad de algunos países, incapaces de hacer compromisos a largo plazo, como los que requiere la industria del gas.

Seguramente estas situaciones y las excepciones que se pretendan introducir, dificultarán las integraciones.

Otro hecho a evaluar será el de establecer con exactitud cuales entes u organismos regulatorios van a dirigir y monitorear el proceso de integración; así como con qué tecnologías de información se trabajará; y como se tratarán los problemas de deterioro ambiental ¿quién pagará?.

Finalmente, los hacedores de políticas energéticas, económicas y de relaciones exteriores tendrán que hacerse la gran pregunta: ¿Hay realmente deseos de integración?.

Sin embargo, antes de decidir la viabilidad de la exportación de gas desde Venezuela para un proceso de integración, se necesita de la elaboración de políticas públicas de Estado en materia energética, que trasciendan los gobiernos de turno. Esas políticas deberán incluir asuntos tan importantes como:

- Sobre el uso del gas en las operaciones de la industria petrolera, en especial para la inyección de los yacimientos, para el levantamiento artificial por gas "gaslift", para la generación de vapor y como combustible. Hoy la industria petrolera consume 4.816 MMPCD el 72,9% del gas producido en el país (6.608 MMPCD) y está en déficit. El gas usado para la producción de petróleo y gas podría ser reemplazado por agua, dióxido de carbono o nitrógeno para recuperación secundaria; por bombas electro sumergibles en las operaciones de "gaslift"; por Orimulsión para la generación de vapor, etc.
- Matriz energética deseable para el mercado interno. Aunque hoy el gas representa el 42 % de los consumos primarios de energía, todavía el consumo de líquidos derivados del petróleo y el gas es alto (26%) y gran parte podría ser reemplazado por gas y por otras fuentes de energía, en especial los biocombustibles y la energía solar; inclusive por Orimulsión.
- Precios y tarifas para los diferentes energéticos. Es sabido que los precios de la gasolina, el fuel, el diesel, la electricidad y el GLP son los

más bajos de la región. Ello hace que se le de mal uso a todos ellos en el país.

- Política de subsidios para productores y consumidores. Es necesario que esas políticas vayan directamente a los que realmente necesiten el subsidio, y no a toda la población como ocurre hoy.
- Formas de exportación de energía. Aquí inevitablemente surgirá la discusión sobre si realmente el gas es el energético ideal para efectos de integración. Si el gas se va a usar primeramente para la generación eléctrica, ¿por qué no pensar en la Orimulsión, ya sea generando la electricidad en el país con este hidrocarburo, o exportándolo para que la electricidad sea generada en el país que la requiera?.
- Rol de la hidroelectricidad. Hoy Venezuela exporta electricidad a Colombia y Brasil. En un proceso de integración energética, usando el gas como bandera, esto tiene que ser considerado por algunas economías.
- Forma de participación en la interconexión energética de Suramérica. Como se ha analizado, son varias las formas de participación.
- Proyectos de exportación y la seguridad del país. Siempre habrá que considerar el abastecimiento del mercado interno nacional, antes de firmar cualquier contrato de suministro a largo plazo, independiente del energético que sea.
- La Orimulsión ¿alternativa energética?. Es indudable que habría que evaluar la factibilidad de usar este hidrocarburo, tanto en el mercado interno, como para la exportación. Sin dudas tendrá efecto en el cambio de la matriz energética primaria de Venezuela. Sin embargo, tendrá que evaluarse el impacto ecológico del desarrollo de los crudos de la Faja del Orinoco.
- Las medidas que tendrán que tomarse para el necesario desarrollo acelerado de los recursos contingentes de gas (Expectativas de desarrollo de reservas) costa afuera.

- La necesidad de fortalecer capacidades humanas en toda la cadena de valor del recurso “Gas”.
- Alternativas para el transporte de gas: ¿son los gasoductos la mejor alternativa para transportar gas a grandes distancias? (vg. Centro-Sur de Brasil, Guayanas, Uruguay, Paraguay, Argentina, Centro América y el Caribe).
- Propuestas para avanzar hacia un marco regulatorio regional para el gas. Pareciera necesario revisar y actualizar las decisiones que se tomaron en 1998 en la III Reunión de Ministros de Energía, conocida como Declaración de Caracas.

Terminamos con un editorial titulado Retórica Energética, aparecido en el diario El Mercurio de Chile el 19 de abril 2007, con relación a la Cumbre Energética realizada en Margarita, donde se resumió muy bien la situación en materia de integración. Escribió...*“La integración energética es una oportunidad y una necesidad urgente para los países de la región. Pero la desconfianza, los ideologismos y estatismos y la falta de seguridad jurídica son obstáculos formidables para este cometido”.*

Bibliografía

- Alternativa Bolivariana para América Latina y El Caribe (2007), V Cumbre del ALBA – Tratado Energético del ALBA.
- Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA), http://www.ftaa-alca.org/alca_s.asp.
- Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), <http://portal.arpel.org/wps/portal/scr/Login/>.
- Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI), <http://www.aladi.org/nsfaladi/sitio.nsf/portal2004>.
- BP-Statistical Review of World Energy (2007), portal electrónico.
- Comisión Nacional de Energía de Chile (2006), Estadísticas y Proyectos Comunidad Andina de Naciones (CAN), <http://www.comunidadandina.org/quienes.htm>.
- Diccionario de Historia de Venezuela (1997). Congreso Anfictiónico o Congreso de Panamá (1826), 2da Edición. Caracas: Fundación Polar, 1997. <http://www.fpolar.org.ve/nosotros/historia/panama.html>.
- Energy Information Administration-EIA (2007), International Energy Outlook, 2007.
- González C., Diego J. (2006), Sobre las Reservas de Gas de Venezuela, XVII Convención Internacional de Gas, Caracas.
- González C., Diego J. (2005-2006), Perspectivas para el gas a nivel regional, PETRÓLEOYV, año 7, No 20, Caracas.
- González C., Diego J. (2007), Reformas de las leyes, PETRÓLEOYV, año 8, No 27, Caracas.
- Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana-IIRSA (2007), portal electrónico.
- Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe (INTAL).
- Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999), Caracas.

- Mercado Común del Sur, MERCOSUR (2007), portal electrónico, <http://www.mercosur.int/msweb/>
- Ministerio de Industria y Comercio de Paraguay (2006), Estadísticas de Paraguay.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Estadísticas y proyectos.
- Petróleos de Venezuela, S.A. (2005), Plan Siembra Petrolera, Caracas.
- Petróleo y Otros Datos Estadísticos-PODE (2004). Organizaciones de energía y comerciales asociadas, Caracas.
- Tercera Reunión Hemisférica de Ministros de Energía (1998), Declaración de Caracas.

Unidades y factores de conversión

Miles de barriles diarios (MBD).

Millones de barriles diarios (MMBD).

Millones de barriles (MMB)

Millardos de barriles (MMMMB).

Quadrillones de Btu (QBtu).

Billones de pies cúbicos (BPC) = trillion cubic feet (TCF).