

¿EL DESARROLLO DE LOS RECURSOS DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE PODRÍA CONVERTIRSE EN UNA FUENTE DE ENERGÍA COMPETITIVA?



olade

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia



EXPERTOS EN RED
Networking Experts



Foreign Affairs, Trade and
Development Canada

Affaires étrangères, Commerce
et Développement Canada

Este documento fue preparado bajo la dirección de:

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Fernando César Ferreira
Secretario Ejecutivo

Jorge Asturias
Director de Estudios y Proyectos

Martha Ligia Vides
Coordinadora de Hidrocarburos

Con el apoyo financiero de:

Gobierno de Canadá

El autor de este documento es:
José Córdor

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad del autor y no comprometen a las organizaciones arriba mencionadas. Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

Foto de la Portada y contraportada: OLADE

Las fotografías utilizadas en este documento son propiedad de OLADE.

Copyright © Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2014. Todos los derechos reservados.

Diseño y diagramación: **Ana María Arroyo** (Consultora Diseño Gráfico - OLADE)

¿EL DESARROLLO DE
LOS RECURSOS DE GAS NATURAL
EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
PODRÍA CONVERTIRSE EN UNA
FUENTE DE ENERGÍA COMPETITIVA?



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia



EXPERTOS EN RED
Networking Experts



Foreign Affairs, Trade and
Development Canada

Affaires étrangères, Commerce
et Développement Canada

Índice

Resumen Ejecutivo	9
1. Introducción al Gas Natural	11
2. Análisis de la demanda, recursos/reservas y mercado de gas natural en los países de América Latina y el Caribe	13
2.1. Definición de reservas	13
2.2. Reservas probadas de gas natural	17
2.3. Reservas probadas históricas de gas natural en Latinoamérica	20
2.4. Producción histórica de gas natural convencional en Latinoamérica	22
2.5. Consumo histórica de gas natural en Latinoamérica	24
2.6. Resumen de la industria de gas natural en principales países latinoamericanos y del Caribe.	26
3. Análisis del marco regulatorio que favorece el desarrollo del gas natural en Latinoamérica y el Caribe	33
3.1. Resumen de regulaciones de gas natural en Latinoamérica	35
3.2. Propiedad de los recursos de gas natural en Sudamérica	39
4. Estado actual de la exploración y explotación del gas natural de fuentes no convencional y perspectivas	41
4.1. Definiciones de gas natural de fuentes no convencionales	41
4.2. Gas natural no convencional en Latinoamérica	43
5. Posibilidades y oportunidades de una integración regional apalancada en la comercialización del gas natural	47
5.1. Marco jurídico para la integración en Latinoamérica	47
5.2. Proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) en Latinoamérica	48
5.3. Las interconexiones de Venezuela	52
5.4. Brechas en la infraestructura	53
5.5. Oportunidades en México	59
5.6. Oportunidades en América Central y el Caribe	60
5.7. Oportunidades en Sudamérica	60
5.8. Ejemplo de integración regional	62
6. Conclusiones y recomendaciones	63
6.1. Conclusiones	63
6.2. Recomendaciones	65
7. Referencias	67
8. Anexos	69

Resumen Ejecutivo

¿El desarrollo de los recursos
de Gas Natural en América Latina y
el Caribe podría convertirse en una
fuente de energía competitiva?

OLADE - CIDA

José Córdor

Octubre 2013

El presente Artículo Técnico elaborado para la Red Temática de Hidrocarburos de la Plataforma de Expertos en Red de la Organización Latinoamericana de Energía y tiene como objetivo realizar una descripción y análisis del sector gas natural en América Latina y el Caribe.

Este artículo está dividido en cinco secciones que inicia con una breve introducción al gas natural. En la primera sección se describe los conceptos que se verán a lo largo del artículo empezando por una clasificación del gas natural en convencional asociado y no-asociado y no-convencional (shale gas, tight gas, coalbed methane, e hidratos de metano).

La segunda sección analiza la demanda y los recursos y/o reservas y el mercado de gas natural en Latinoamérica y el Caribe. En esta sección se explica la diferenciación entre recursos y reservas basado en un documento elaborado por un grupo industrial-gubernamental, y en la publicación “Resources to Reserves” de la Agencia Internacional de Energía. Los datos que sirvieron para elaborar esta sección fueron tomados de la publicación British Petroleum Statistical Review 2014.

La tercera sección analiza el marco regulatorio de la industria gasífera en varios países de América Latina e incluye un análisis del marco jurídico para la integración de la infraestructura regional y poder formar uno o varios mercados nacionales y/o regionales. También se incluye ejemplos de integración regional con el modelo del Tratado sobre la Carta de la Energía (TCE) de la Unión Europea.

La cuarta sección presenta el estado actual de exploración y explotación de gas natural de fuentes no convencionales. A pesar de que el gas denominado no-convencional es considerado por varias agencias gubernamentales como recursos y no como reservas, se hace un ejercicio proveyendo datos de fuentes oficiales.

Se estudian principalmente el shale gas, tight gas, y el coalbed methane. Los hidratos de metano, por su complejidad, no se incluye a detalle en esta sección, pero se dan ciertos valores respecto a sus potenciales volúmenes que podrían ser transformados a reservas.

La quinta sección analiza las posibilidades y oportunidades de una integración regional. Se presenta una revisión breve de las posibilidades de integración en tres subregiones: México, Centro América y el Caribe, y Sudamérica. En esta sección también se analizan las brechas existentes en la infraestructura que constituye una limitante para la integración regional.

Este artículo termina con conclusiones y recomendaciones que idealmente serían discutidas en un webinar para la Red de Expertos. Parte de estas recomendaciones consiste en impulsar el desarrollo del gas y sus procesos de industrialización. Latinoamérica, al vender sus materias primas sin valor agregado pierde oportunidades que beneficiarían a sus países miembros y para ello es importante destacar el papel de la investigación y desarrollo. Un aspecto también importante en el futuro inmediato es continuar con ciclos exploratorios para aumentar las reservas oficiales y cubrir la reducción de reservas.

Como conclusión de este artículo, el consultor considera que efectivamente, el gas natural sí puede convertirse en una fuente de energía competitiva para América Latina y el Caribe. Las reservas y los recursos de gas natural, si bien son pequeños cuando se los compara con países del medio oriente, Rusia, o los Estados Unidos, tienen el potencial de ser extraídos de forma técnica, económica, y ambientalmente seguras. América Latina necesita de inversiones privadas que permitan la exploración de campos aún no investigados, incluyendo costa afuera, así como la construcción de gasoductos e instalaciones para gas natural licuado (GNL). A la vez, la región requiere de legislación que regule estas actividades de upstream y downstream de modo que permita una integración regional en materia de comercialización de gas natural.

Introducción al Gas Natural

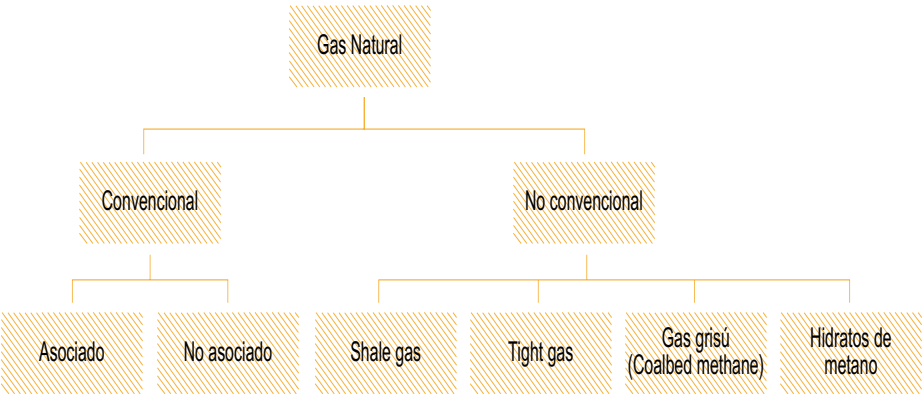
CAPÍTULO I

¿El desarrollo de los recursos
de Gas Natural en América Latina y
el Caribe podría convertirse en una
fuente de energía competitiva?

El gas natural “convencional” está compuesto principalmente de metano y etano y se encuentra naturalmente en reservorios del subsuelo. Puede ser gas “no asociado” o libre que se extrae como resultado de las actividades hidrocarburíferas y gas “asociado” que se produce junto con el crudo así como de las minas de carbón (coalbed methane). No se incluye en la definición de gas natural convencional a los gases generados de material orgánico (bió-gas) ni al gas licuado del petróleo (GLP). Los volúmenes de gas son medidos a condiciones estándar de 15°C y una atmósfera de presión (760 mm de mercurio).

El gas natural “no convencional” será tratado en detalle en la Sección 4 de este artículo. Este gas se encuentra depositado en formaciones geológicas complejas con baja permeabilidad y se clasifica en: shale gas (formaciones de lutitas), tight gas (formaciones de areniscas comprimidas), gas grisú (coalbed methane), e hidratos de metano.

Gráfico 1: Clasificación del gas natural



Fuente: Autoría propia

Los combustibles fósiles satisfacen el 80% de la demanda energética mundial. Incluso si los acuerdos para reducir los efectos del cambio climático fueran implementados, la agencia internacional de energía estima que para el año 2035 la demanda energética mundial aumentará en un 40% comparado con el año 2013. Para este año los combustibles fósiles constituirán el 75%.

Análisis de la demanda, recursos/reservas y mercado de gas natural en los países de América Latina y el Caribe

CAPÍTULO II

¿El desarrollo de los recursos
de Gas Natural en América Latina y
el Caribe podría convertirse en una
fuente de energía competitiva?

2.1. Definición de reservas

La definición de reservas tiene un largo historial en la industria hidrocarburífera que en varias ocasiones ha sido objeto de manipulación y controversia. En resumen, el factor más importante para definir las reservas de un reservorio o campo hidrocarburífero es su precio de venta en el mercado: Si el costo de extracción y transporte de un volumen de hidrocarburo es menor a su costo de venta, entonces aquel volumen puede ser considerado como “reserva”; en caso contrario se le considera como “recurso”.

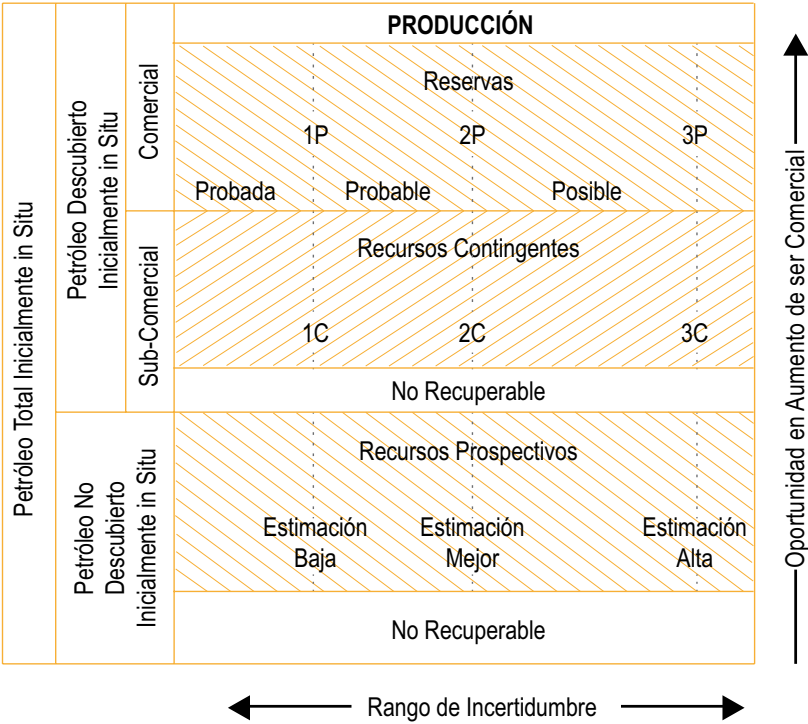
El costo de extracción y transporte tiende a disminuir debido al avance tecnológico. Por ejemplo, la actual revolución tecnológica del fracturamiento hidráulico o fracking ha permitido que hidrocarburos antes considerados como no económicamente atractivos, ahora sean explotados con tasas de retorno superiores a tecnologías convencionales tales como la recuperación mejorada.

Basado entonces en estos dos aspectos (costos de extracción y avance tecnológico), organismos internacionales han propuesto estándares para definir el concepto de reservas que esencialmente utilizan modelos probabilísticos. Y es así que en el año 2004 la U.S. Security and Exchange Commission (SEC) requirió que los inversionistas realicen estimaciones más confiables de sus reservas de hidrocarburos. Las compañías petroleras realizaron una revisión de las estimaciones y en conjunto con la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE), la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG), el Consejo Mundial de Petróleo (WPC), y la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleos (SPEE) lanzaron un proyecto conjunto cuyo resultado fue resumido en unas “Prácticas Recomendadas” para definir las reservas. La versión más actual de estas Prácticas Recomendadas se publicó en 2011.

El Gráfico 2 ilustra la diferencia entre “reservas” y “recursos”. Los “recursos” son volúmenes que no han sido completamente caracterizados o que presentan dificultades técnicas o son difíciles de extraer. Las “reservas” son aquellos volúmenes que pueden ser extraídos o explotados rentablemente usando la tecnología actual y generalmente están asociados con un proyecto bien definido o en ejecución.

Las reservas, a su vez pueden ser clasificadas como probadas, probables, y posibles. Las reservas probadas son aquellas que tienen un 90% de probabilidad de ser explotadas rentablemente usando la tecnología actual. Las reservas probables, en cambio, tienen un 50% de probabilidad y las reservas posibles, un 10%.

Gráfico 2: Marco para la clasificación de recursos



Un papel fundamental para la industria es convertir los “recursos” en “reservas” mediante la aplicación de soluciones tecnológicas avanzadas que está relacionada con el precio de venta de los hidrocarburos y/o de sus productos transformados (combustibles). Altos precios de los hidrocarburos estimulan el desarrollo de tecnologías que permiten la explotación de recursos que antes no resultaban atractivos. Un ejemplo a citar son las arenas bituminosas de Alberta, Canadá.

Durante décadas se conocía del potencial existente en estas arenas, pero los costos de su explotación eran consideradas muy altos. Gracias a un esfuerzo conjunto entre el gobierno, la industria privada, y la academia se pudo reducir costos hasta el punto de ser económicamente atractivos. Actualmente el costo de producción de un barril de petróleo de las arenas bituminosas está en el rango de 55 a 60 dólares canadienses.

Estos cambios, tecnológicos y de precios, permitieron la incorporación oficial de reservas en Canadá. Se estima que el recurso de las arenas bituminosas está en el rango de los 1.7 billones de barriles, de los cuales se espera extraer tan solo un 10%. Con esto, Canadá aumentó sus reservas a 170 mil millones de barriles. Igual situación ocurrió con Venezuela que aumentó sus reservas a más de 290 mil millones de barriles, convirtiéndose en el país con mayores reservas en el mundo, superando incluso a Arabia Saudita.

A nivel mundial se estima que las reservas probadas de petróleo convencional están alrededor de 1.3 billones de barriles con recursos recuperables de alrededor de 2.7 billones de barriles. Por otro lado las reservas probadas de petróleo no convencional están en el orden de los 400 mil millones de barriles con recursos recuperables de 3.2 billones de barriles (ver Tabla 1).

Las reservas de gas natural convencional a nivel mundial se estiman en alrededor de 220 billones de metros cúbicos o el equivalente a 1.4 billones de barriles de petróleo con recursos recuperables de 460 billones de metros cúbicos o el equivalente a 2.9 billones de barriles de petróleo. Las reservas de gas no convencional son muy difíciles de evaluar por la heterogeneidad de las formaciones rocosas. Se estima que los recursos recuperables están en el orden de 340 billones de metros cúbicos o el equivalente a 2.1 billones de barriles de petróleo, sin tomar en cuenta los hidratos de metano ¹.

¹ El volumen de los hidratos de metano están considerados en el rango de los 3.5 a 4.0 billones de barriles equivalentes de petróleo de acuerdo con Milkov (Milkov 2004), pero su potencial todavía es muy discutido.

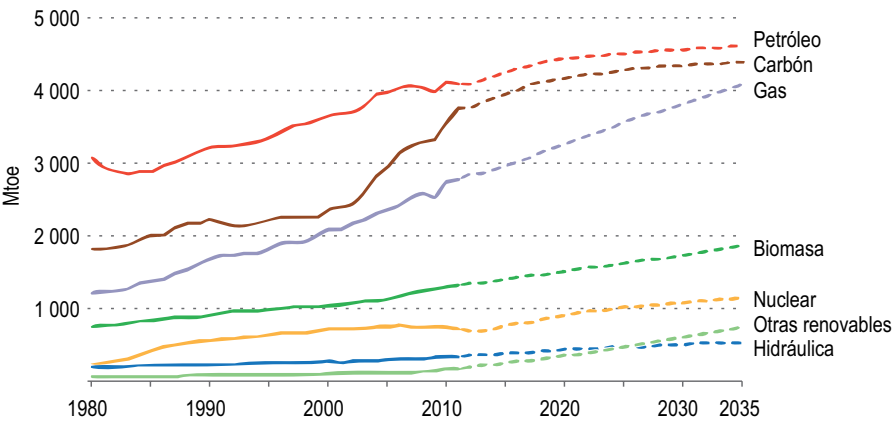
Tabla 1: Volúmenes estimados de reservas y recursos mundiales de petróleo y gas en billones de barriles equivalentes de petróleo hasta 2013

Petróleo		Gas natural	
Convencional		Convencional	
Reservas: 1.3	Recursos: 2.7	Reservas: 1.4	Recursos: 3.0
No convencional		No convencional (sin hidratos de metano)	
Reservas: 0.4	Recursos: 3.2	Reservas: Sin definir	Recursos: 2.2

Fuente: IEA 2013 Resources to reserves

La Agencia Internacional de Energía estima que basado en la relación reservas-producción, con los niveles actuales de consumo, el petróleo convencional (1.3 billones de barriles) estará disponible durante los siguientes 40 a 45 años. Las reservas de Petróleo y gas convencional están en el orden de los 2.7 billones de barriles con recursos de 5.6 billones de barriles. Las reservas de petróleo y gas no convencional están en el orden de 400 mil millones de barriles con recursos de 5.4 billones de barriles. Si a estos números se añade los valores de carbón e hidratos de metano, vemos que los combustibles fósiles tienen larga presencia en nuestra sociedad, tal y como lo pronostica la Agencia Internacional de Energía en el Gráfico 3.

Gráfico 3: Demanda Global de Energía1980–2035.



Fuente: IEA WEO 2013 New Policies Scenario

El desarrollo de reservas es altamente complejo. Para evaluar el potencial de ganancia, los productores estiman el costo relativo de desarrollo y la intensidad de carbono (volumen de CO₂ emitido por cada unidad de energía producido). Típicamente el gas natural convencional tiene el costo más bajo por unidad de energía y la intensidad de carbono más baja. El desarrollo de gases no convencionales tiene baja intensidad de carbono y difiere en el costo de desarrollo. Por el contrario, el desarrollo de petróleo no convencional (bitumen, gasificación de carbón, y shale oil) es más caro de producir y tiene altas intensidades de carbono.

Sin embargo, también se debe tomar en cuenta que el potencial de calentamiento global del gas natural y especialmente del metano es muy superior al dióxido de carbono (CO₂). El índice GWP (acrónimo del inglés Global-Warming Potential – GWP) del metano en un período de 100 años es 25 veces superior al CO₂, pero en un período de 20 años es 72 veces mayor (IPCC 2007). La Agencia Internacional de Energía en su reporte especial “Redrawing the Energy-Climate Map” estima que las emisiones de metano están en el orden de los 125 millones de toneladas, lo cual equivale a 3.1 miles de millones de toneladas de CO₂ tomando para un período de 100 años. De esta cantidad, 1.12 miles de millones de toneladas de CO₂ corresponden a las actividades de explotación de petróleo y gas (IEA 2013).

El principal reto del gas hace unas décadas atrás era su transporte al mercado. Hoy el gas natural líquido (GNL) provee una solución efectiva en muchos casos.

2.2. Reservas probadas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural convencional de acuerdo con la British Petroleum (BP) en el mundo se indican en la Tabla 2 y se ilustran en el Gráfico 4. Se puede notar un aumento de las reservas a nivel mundial en los últimos 20 años. Este aumento se debió a los descubrimientos realizados principalmente en territorios de la antigua Unión Soviética y en el Medio Oriente. Se puede notar que el porcentaje correspondiente a Latinoamérica es relativamente marginal con un 4.3%. Medio Oriente y Rusia son las regiones donde se acumulan la mayoría de las reservas probadas de gas natural convencional.

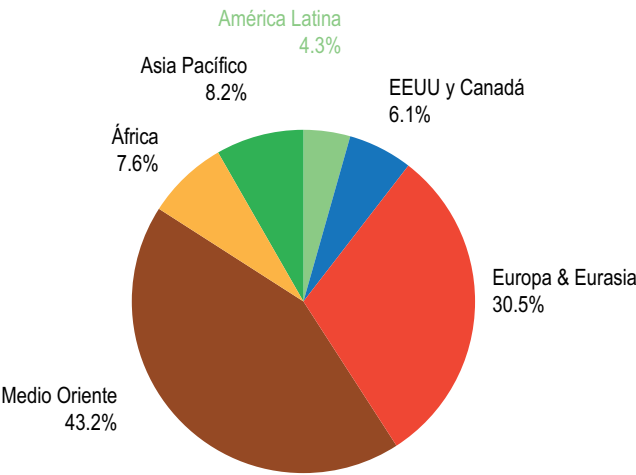
Tabla 2: Reservas probadas de gas natural convencional
(Billones de metros cúbicos)

Fines de:	1993	2003	2012	2013	Porcentaje
América Latina	7.4	7.2	8.0	8.0	4.3%
EEUU y Canadá	6.8	7.0	10.7	11.4	6.1%
Europa y Eurasia	40.5	42.7	56.5	56.6	30.5%
Medio Oriente	44.4	72.4	80.3	80.3	43.2%
África	10.0	13.9	14.4	14.2	7.6%
Asia Pacífico	9.3	12.7	15.2	15.2	8.2%
Total	118.4	155.7	185.3	185.7	100.0%

Fuente: Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

Gráfico 4: Reservas probadas de gas natural convencional
(Billones de metros cúbicos)

Reservas probadas mundiales de Gas Natural: 185.7 Bm³



Fuente: Elaboración propia con datos de la Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

Al analizar específicamente a las reservas en Latinoamérica se puede observar que la mayoría de reservas están localizadas en Venezuela con cerca al 70%, seguido de Brasil y Perú con porcentajes modestos. La Tabla 3 y el Gráfico 5 ilustran las reservas de gas natural convencional en Latinoamérica. Se puede notar que las reservas han permanecido relativamente estables en los últimos 20 años, excepto en el caso de México y Venezuela.

En el caso mexicano, la disminución de reservas se debe a la declinación natural de sus campos y a la falta de exploración que sustituya los niveles de producción. Para 2013 México importó gas natural de los Estados Unidos mediante gasoductos en volúmenes de 18.6 mil millones de metros cúbicos y gas natural licuado en volúmenes de 7.8 mil millones de metros cúbicos anuales provenientes de diversos países.

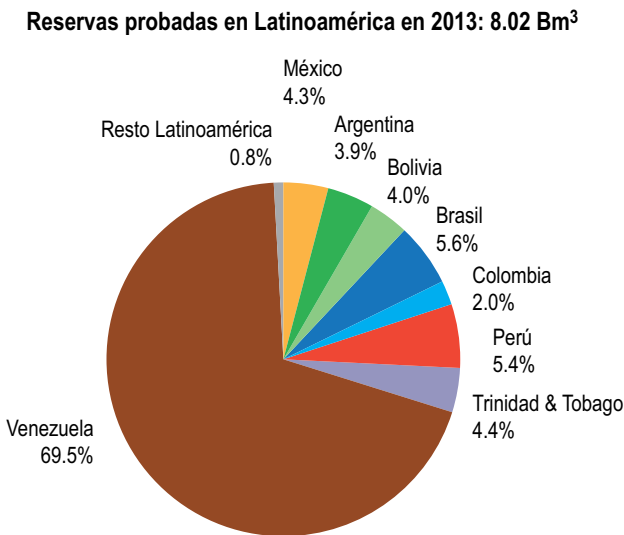
Por otro lado las reservas de Venezuela aumentaron más del 50% en los últimos 20 años debido a los hallazgos de gas natural en el sur oriente del país. Sin embargo, estos volúmenes son gas asociado al petróleo. La falta de inversiones ha sido el principal factor para que estas reservas no hayan sido explotadas, a más que el gas disponible se usa principalmente para el mantenimiento de presiones en los reservorios de crudo.

Tabla 3: Reservas probadas de gas natural convencional en Latinoamérica (Billones de metros cúbicos).

Fines de:	1993	2003	2012	2013	Porcentaje	Relación R/P
México	2.0	0.4	0.4	0.3	4.3%	6.1
Argentina	0.5	0.6	0.3	0.3	3.9%	8.9
Bolivia	0.1	0.8	0.3	0.3	4.0%	15.2
Brasil	0.1	0.2	0.5	0.5	5.6%	21.2
Colombia	0.2	0.1	0.2	0.2	2.0%	12.8
Perú	0.3	0.2	0.4	0.4	5.4%	35.7
Trinidad & Tobago	0.2	0.5	0.4	0.4	4.4%	8.2
Venezuela	3.7	4.2	5.6	5.6	69.5%	>100
Resto Latinoamérica	0.2	0.1	0.1	0.1	0.8%	24.9
Total	7.4	7.2	8.0	8.0	100.0%	

Fuente: Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum

Gráfico 5: Reservas probadas de gas natural en Latinoamérica (Billones de metros cúbicos).



Fuente: Elaboración propia con datos de la Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

2.3. Reservas probadas históricas de gas natural en Latinoamérica

La Tabla 4 y Gráfico 6 muestran la evolución de las reservas probadas en Latinoamérica desde el año 1980. Se puede notar principalmente el aumento histórico de reservas en Venezuela mientras que las reservas de México disminuyen a partir del año 1997. Existe poca variación de reservas desde el año 2010 porque no se han descubierto nuevos campos de tamaño considerable.

Para el caso mexicano, las reservas han disminuido debido a la falta de inversiones en actividades de exploración. Si bien importantes cambios se han venido desarrollando con la reforma energética para permitir la inversión de capitales privados, los resultados se podrán ver en un período de 5 a 10 años.

Venezuela, por otro lado, ha venido incrementando considerablemente sus reservas. Esto se debe a descubrimientos de gas natural principalmente en el oriente del país. Es interesante notar que a pesar de sus reservas, Venezuela tiene

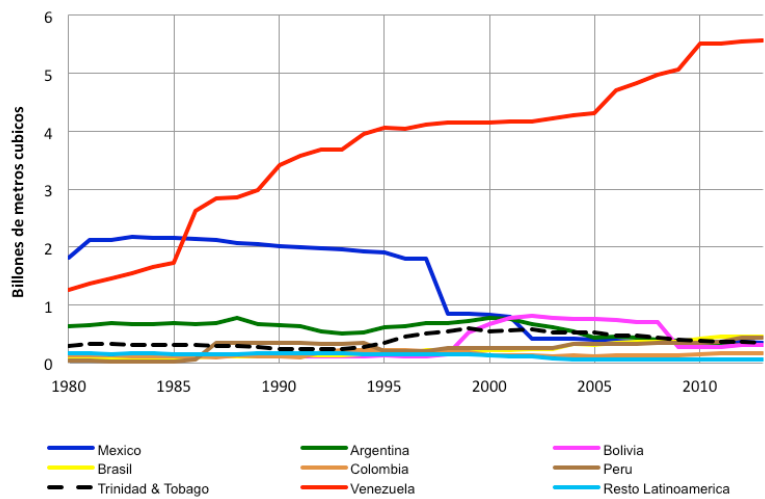
un déficit de gas natural que lo importa principalmente de Colombia. La principal causa para este déficit es que Venezuela no está pudiendo desarrollar sus reservas de gas libre, mayormente ubicadas costa afuera, debido a que se requieren enormes inversiones en infraestructura para los sectores upstream y downstream para su desarrollo que no se están dando.

Tabla 4: Reservas probadas históricas de Gas Natural en Latinoamérica.

Fines de:	1980	1990	2000	2010	2011	2012	2013
México	1.8	2.0	0.8	0.4	0.4	0.4	0.3
Argentina	0.6	0.7	0.8	0.4	0.3	0.3	0.3
Bolivia	0.1	0.1	0.7	0.3	0.3	0.3	0.3
Brasil	0.1	0.1	0.2	0.4	0.5	0.5	0.5
Colombia	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
Perú		0.3	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4
Trinidad & Tobago	0.3	0.3	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4
Venezuela	1.3	3.4	4.2	5.5	5.6	5.6	5.6
Resto Latinoamérica	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	4.5	7.2	7.7	7.9	8.0	8.0	8.0

Fuente: Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

Gráfico 6: Reservas probadas históricas de Gas Natural en Latinoamérica



Fuente: Elaboración propia con datos de la Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

2.4. Producción histórica de gas natural convencional en Latinoamérica

La producción de gas natural convencional en Latinoamérica se incrementó casi ocho veces desde 1970. Esto se debió al crecimiento económico de la región, así como a la implementación de políticas de gobierno que permitieron la incorporación de este recurso como medio para satisfacer las necesidades energéticas de ciertos países como Colombia, México, y Argentina.

Se puede apreciar importantes cambios en ciertos países como México que aumentó cinco veces su producción desde 1970. A pesar de este aumento, México importa aproximadamente un 75% de su déficit (1,749 millones de pies cúbicos por día) mediante gasoductos desde los Estados Unidos y el resto mediante gas natural licuado.

El caso de Argentina es importante destacar puesto que en la década de los 90s e inicios de los 2000, era un país que exportaba gas natural principalmente a Chile. Sus reservas fueron disminuyendo sin que fueran sustituidas por nuevos campos. Actualmente su producción tiende a la baja e incluso importa gas de Bolivia. La Agencia Internacional de Energía estima que Argentina tiene un inmenso potencial de gas no convencional en la formación Vaca Muerta.

Bolivia, por otro lado, ha venido incrementando considerablemente su producción que era insignificante en 1970. La demanda interna de Bolivia se estima que corresponde al 20% de su producción, lo que contribuye a que este país sea el mayor exportador de gas natural y su mercado está en Brasil y Argentina.

En el Brasil se estima que el 84% de las reservas están ubicadas costa afuera. El descubrimiento de gas en el 2007 en Pre-Sal permitió duplicar sus reservas. Estos yacimientos están ubicados entre los 800 y 3,000 metros de profundidad. Además de las importaciones desde Bolivia, Brasil también recibe GNL desde Qatar y Trinidad y Tobago.

Para Colombia, su producción es ligeramente superior a su demanda por lo que existe un superávit que es exportado al sector occidental de Venezuela. Las proyecciones oficiales prevén que para el año 2016 Colombia no podrá cubrir su demanda si es que los proyectos de exploración no tienen éxito.

En el caso peruano, la producción dio un salto considerable con el campo Camisea. Desde el 2010, Perú empezó a exportar gas natural no solo a la región sino a diferentes mercados de Asia, Europa, Norte y Sudamérica mediante el GNL. Entre las proyecciones futuras, Perú planifica construir el Gasoducto Andino del Sur para llevar gas hacia el sur del país incluyendo la industria petroquímica.

Para Trinidad y Tobago, la mayoría de su producción se destina a la exportación en su planta Atlantic GNL y también en la industria petroquímica. El mayor desafío de Trinidad y Tobago es el desarrollo de sus reservas costa afuera que los tiene compartido con Venezuela.

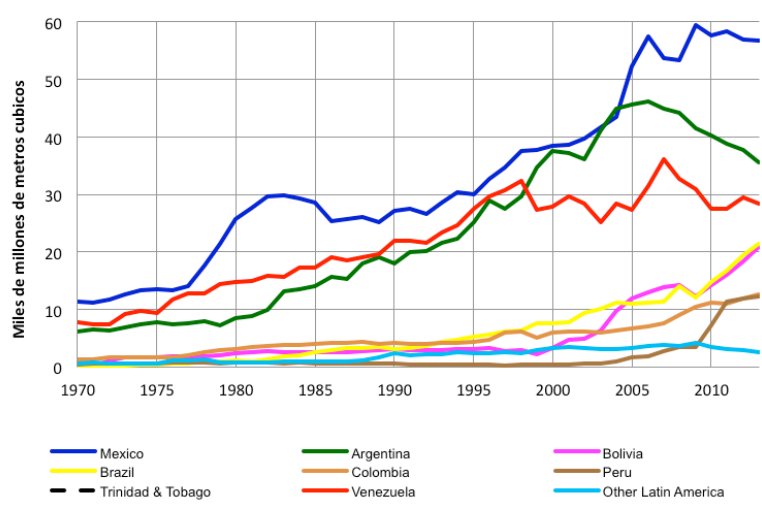
Para el caso de Venezuela, más del 80% de sus reservas se encuentran en yacimientos de gas asociado. El déficit de producción ha permitido la importación de gas natural desde Colombia a partir del 2008. Este déficit se hará más notorio de no explotar sus reservas de gas libre ubicados mayoritariamente en costa afuera.

Tabla 5: Producción histórica de Gas Natural en Latinoamérica.

Miles de millones de metros cúbicos	1970	1980	1990	2000	2010	2011	2012	2013
México	11.2	25.7	27.1	38.4	57.6	58.3	56.9	56.6
Argentina	6.0	8.4	17.8	37.4	40.1	38.8	37.7	35.5
Bolivia	-	2.4	3.0	3.2	14.2	16.0	18.3	20.8
Brasil	0.1	1.0	3.1	7.5	14.6	16.7	19.3	21.3
Colombia	1.3	3.2	4.1	5.9	11.3	11.0	12.0	12.6
Perú	0.4	0.7	0.4	0.3	7.2	11.3	11.9	12.2
Trinidad & Tobago	1.8	2.8	5.3	15.5	44.8	42.9	42.7	42.8
Venezuela	7.7	14.8	22.0	27.9	27.4	27.6	29.5	28.4
Resto Latinoamérica	0.7	0.8	2.4	3.4	3.6	3.1	2.9	2.5
Total	29.3	59.7	85.3	139.6	220.8	225.7	231.2	233.0

Fuente: Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

Gráfico 7: Producción histórica de Gas Natural en Latinoamérica.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

2.5. Consumo histórica de gas natural en Latinoamérica

El consumo histórico del gas natural se refiere a todos los sectores: Electricidad, industria, residencial, transporte, comercial, y no energético. Si bien el consumo cambia con los años, el Gráfico 9 ilustra la distribución del consumo para 2009 en la región. También debe notarse que cada país tiene su propia distribución de consumo.

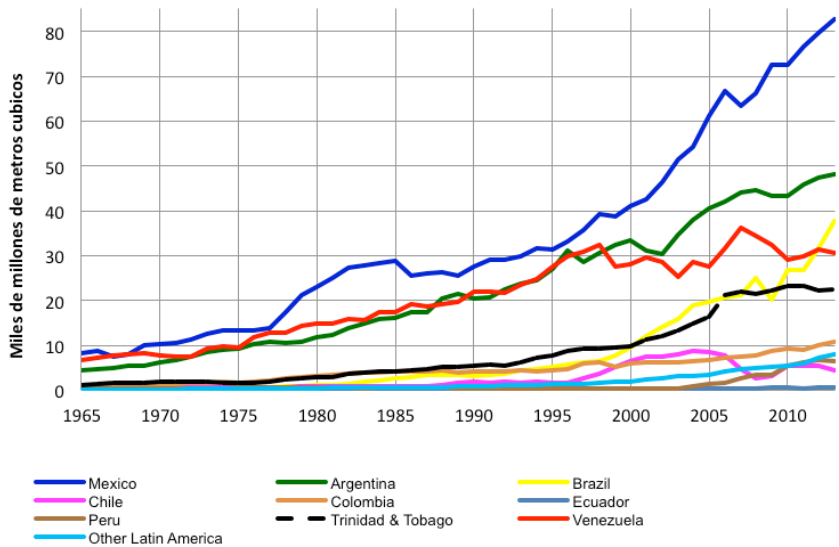
La Tabla 6 y el Gráfico 8 ilustran la evolución del consumo de gas natural en Latinoamérica y el Caribe desde 1965. Se puede notar que el consumo de gas natural ha seguido una tendencia similar que la producción de gas natural. Desde 1965, el consumo de gas natural ha crecido 11 veces en la región con México como el país con mayor consumo seguido de Argentina, Brasil, y Venezuela. También resulta interesante ver cómo Trinidad y Tobago era el cuarto país consumidor de gas natural hasta el año 2000, superando incluso a Brasil.

Tabla 6: Consumo histórico de Gas Natural en Latinoamérica
(miles millones metros cúbicos).

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
México	8.4	10.2	13.4	23.0	28.8	27.5	31.4	40.9	61.0	72.5	76.6	79.6	82.7
Argentina	4.2	6.0	9.0	11.5	16.0	20.3	27.0	33.2	40.4	43.3	45.7	47.3	48.0
Bolivia	-	0.1	0.4	1.0	2.5	3.1	5.1	9.4	19.6	26.8	26.7	31.7	37.6
Brasil	0.6	0.7	0.6	0.7	0.8	1.7	1.6	6.5	8.4	5.3	5.4	5.4	4.3
Chile	0.9	1.3	1.6	3.2	4.0	4.1	4.4	5.9	6.7	9.1	8.8	9.8	10.7
Colombia	-	0.1	0.1	-	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	0.5	0.7	0.6
Perú	0.4	0.4	0.6	0.7	0.6	0.4	0.4	0.3	1.5	5.4	6.1	6.8	6.6
Trinidad & Tobago	1.2	1.8	1.5	2.8	4.1	5.3	7.6	9.7	16.3	23.2	23.1	22.2	22.4
Venezuela	6.8	7.7	9.4	14.8	17.3	22.0	27.5	27.9	27.4	29.0	29.7	31.4	30.5
Resto Latinoamérica	-	0.1	0.2	0.3	0.4	0.7	1.1	1.8	3.3	5.4	5.8	7.1	7.8
Total	22.6	28.4	36.8	58.0	74.7	85.4	106.5	136.1	184.9	220.5	228.5	241.9	251.4

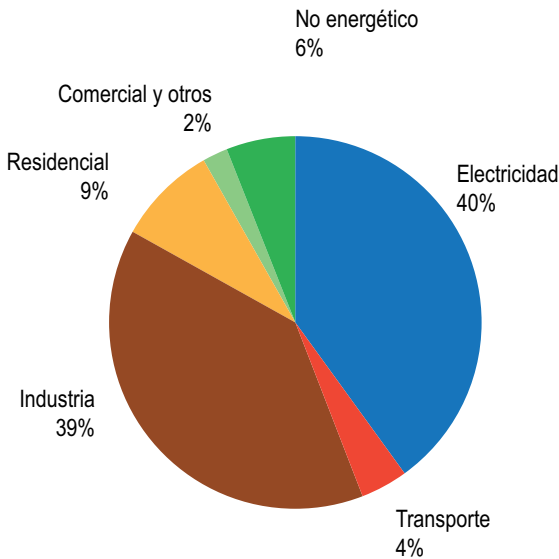
Fuente: Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

Gráfico 8: Consumo histórico de Gas Natural en Latinoamérica.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

Gráfico 9: Distribución del consumo de gas natural en Latinoamérica en 2009



Fuente: OLADE 2009. *Visión General al sector de Gas Natural en América Latina y el Caribe.*

2.6. Resumen de la industria de gas natural en principales países latinoamericanos y del Caribe.

Venezuela: Con el descubrimiento de nuevos yacimientos, Venezuela ha pasado a tener la mayor reserva de gas natural de Sudamérica y la octava del mundo. Según la British Petroleum Statistical Review 2014, la producción comercial de gas natural de Venezuela ascendió en 2013 a 28.4 mil millones de metros cúbicos. Según el Ente Nacional de Gas, casi la totalidad de este hidrocarburo se destina al consumo interno, principalmente para mantener la presión de los reservorios maduros. Según la Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos, para 2005, Venezuela usó 45% de su gas natural para recuperación de petróleo. El déficit de gas lo cubre con importaciones desde Colombia y los Estados Unidos. La estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA) explota la mayor cantidad de gas natural, pero también hay presencia de operadoras privadas tales como Repsol-YPF, Chevron, y Statoil.

México: El país posee, según la British Petroleum Statistical Review 2014, la cuarta reserva de gas natural de América Latina pero ocupa el tercer puesto en cuanto a producción, con un volumen estimado de 56.6 mil millones de metros cúbicos. México importa su gas natural vía gasoductos principalmente de los Estados Unidos y gas natural líquido (GNL) desde otros países. Se estima que México posee grandes reservas de gas natural no convencional, siendo la más prominente la Cuenca de Burgos. Hasta antes de 2013, PEMEX mantenía el monopolio de la exploración del gas natural, aunque en 1995 el gobierno permitió la participación de la empresa privada en actividades de downstream. La Comisión Nacional de Hidrocarburos estimó que en el 2013, aproximadamente 4.3 millones de metros cúbicos diarios fueron emitidos y quemados en los flares de los campos mexicanos. La Reforma Energética va a cambiar la estructura actual de la industria del gas natural en México. En cuanto a gases no convencionales, PEMEX piensa perforar 175 pozos para exploración del shale gas. Esta cantidad es mínima cuando se compara con el estado de Texas donde se existen más de 13 mil pozos.

Brasil: Posee reservas con un volumen de estimado de 14 billones de pies cúbicos de gas natural a fines del 2013. Las cuencas de Campos, Espírito Santo, y Santos son las que cuentan con estos volúmenes. La mayoría de gas producido en el año 2013 fue asociado. Petrobras es el ente dominante en la industria gasífera y es responsable de la producción doméstica así como de las importaciones de gas desde Bolivia. Para cubrir la demanda interna, Petrobras ha planificado aumentar la producción existente principalmente en el sur del país. El principal proyecto es el Mexilhao que contiene reservas estimadas en 8 billones de pies cúbicos. También se tienen altas expectativas en el campo Tupi donde se proyectan reservas entre 5 a 7 billones de pies cúbicos. En cuanto a gas natural licuado, Brasil posee dos terminales de regasificación: Pecem y Guanabara Bay.

Argentina: Posee la tercera reserva gasífera de la región con un volumen de aproximadamente 13.4 billones de pies cúbicos en el 2013 según la British Petroleum Statistical Review. Argentina es el tercer productor de gas natural

en Latinoamérica después de México y Trinidad y Tobago. Tras el colapso económico de 2001 y la consiguiente disminución de las inversiones en el sector energético, el 50% de la generación de electricidad ha pasado a depender de centrales termoeléctricas generadas por gas natural. Para hacer frente a la creciente demanda, Argentina ha recortado las exportaciones a Chile, su principal mercado en la región. Asimismo ha comenzado a importar gas de Bolivia. Su matriz energética depende en un 52% del gas natural. El sector energético es muy regulado, lo cual ha limitado la inversión privada. Las tres cuencas más importantes en reservas de gas natural incluyen a Neuquén, Austral, y Noroeste. Estas cuencas constituyen el 85% de la producción del país. A pesar de ser un país importador de gas natural, Argentina continúa exportando gas natural a Chile y Uruguay.

Bolivia: Las exportaciones de gas natural constituyeron el 49% de ingresos en el año 2012 de acuerdo al Fondo Monetario Internacional. Bolivia es un oferente clave de gas natural en la región. Sus exportaciones principalmente van a Brasil y Argentina. En un intento por duplicar la producción de gas para el 2015, la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) está buscando nuevos inversionistas y nuevas áreas de exploración y producción. De acuerdo con la Energy Information Administration (EIA), el gobierno boliviano planea explorar hidrocarburos en parques nacionales y áreas naturales protegidas, pero consultas con comunidades locales pueden demorar estos proyectos de exploración.

Ecuador: En enero del 2013, de acuerdo con la Energy Information Administration (EIA), Ecuador contaba con un estimado de 247 mil millones de pies cúbicos de reservas de gas natural. La producción bruta de gas natural fue de 54 mil millones de pies cúbicos en 2012 de los cuales 36 mil millones fueron comercializados y el resto quemado y emitido. El principal campo, Amistad, es está localizado en el Golfo de Guayaquil y es operado por Petroamazonas con una producción estimada en 60 millones de pies cúbicos diarios en el 2012. Las actividades de exploración de gas son realizadas por Petroamazonas, Andes Petroleum, ENAP, y PDVSA.

Colombia: De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Colombia tiene reservas de gas natural de más de 5.7 billones de pies cúbicos a diciembre del 2012. Estas reservas están localizadas principalmente en la cuenca de los Llanos y La Guajira. La producción de hidrocarburos ha aumentado sustancialmente en los últimos cinco años gracias a inversiones internacionales en exploración y desarrollo. Del total producido de gas en el 2011, aproximadamente un 56% fue reinyectado para mantener la presión de reservorios de petróleo. Chevron es el mayor productor de gas natural con más de 600 millones de pies cúbicos diarios. De acuerdo con la Energy Information Administration (EIA), en el 2011 el gobierno colombiano publicó un plan para aumentar la producción doméstica de gas natural, incluyendo shale gas y coalbed methane.

Chile: En 2013 importó 140 mil millones de pies cúbicos de gas natural. La mayoría de sus importaciones llegan como gas natural licuado (GNL) desde Trinidad y Tobago, Qatar, y Yemen. Chile tiene dos terminales de regasificación: Mejillones y Quintero. Chile también importa gas natural desde Argentina mediante varios gasoductos que fueron construidos en los 90s. El gobierno de Chile espera que con la expansión del Canal de Panamá se pueda aumentar las opciones de importaciones de gas natural líquido (GNL) desde los Estados Unidos. Además, Chile ha estado explorando la cuenca de Magallanes para incrementar su producción doméstica.

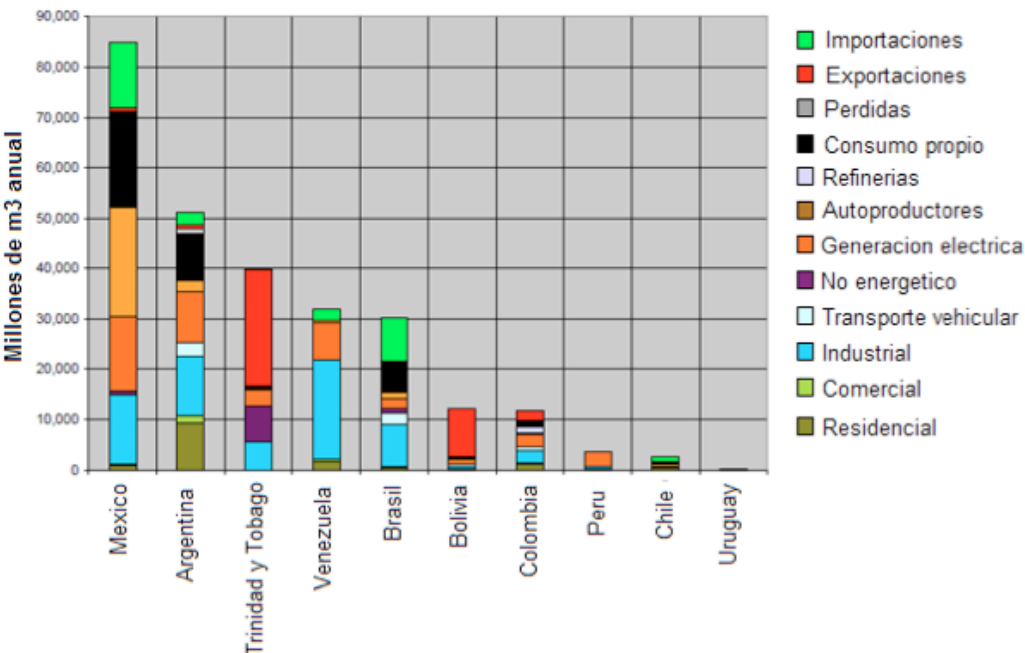
Perú: Las reservas de gas natural en Perú fueron de 15.4 billones de pies cúbicos en 2014 de acuerdo con la U.S. Energy Information Administration (EIA). Y esta corresponde a la tercera reserva más grande de Latinoamérica después de Venezuela y Brasil. La producción de gas natural en Perú ha crecido rápidamente desde que el campo Camisea empezó a producir en el 2004, de 30 mil millones de pies cúbicos en aquel año hasta 418 mil millones de pies cúbicos en el 2012. Perú llegó a exportar gas natural en 2010 al comisionar la primera planta en Sudamérica para gas natural licuado (GNL), Melchorita. Esta planta tiene una capacidad de 215 mil millones de pies cúbicos por año. Las exportaciones fueron enviadas a España, Japón, Corea del Sur, y México.

Trinidad y Tobago: Es el mayor productor de gas natural en el Caribe. A inicios de los 90s, Trinidad y Tobago cambió su matriz energética del petróleo a gas natural. En 2013, Trinidad y Tobago fue el sexto país exportador de gas natural líquido en el mundo de acuerdo con la British Petroleum 2014 Statistical Review. Trinidad y Tobago abastece aproximadamente con el 65% de las importaciones de gas natural líquido a los Estados Unidos. Su consumo interno de gas natural cubre el 92% de sus necesidades energéticas primarias, dejando al petróleo con apenas el 8%. El complejo Phoenix Park Gas Processors Limited (PPGPL) es uno de los más grandes instalaciones para procesar gas natural. El sector eléctrico depende enteramente del gas natural. Trinidad y Tobago es el mayor exportador de amonio y el segundo mayor exportador de metanol de acuerdo con el IHS Global Insight.

Centroamérica y el Caribe: El consumo de gas natural en esta región es modesto debido a la falta de recursos naturales e infraestructura. En 1998 la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) realizó un estudio de factibilidad para un gasoducto regional entre México y Centroamérica. En marzo del 2014, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) organizó la II Reunión del Grupo de Trabajo de la Iniciativa para la Introducción del Gas Natural en Centroamérica. Los países centroamericanos y del Caribe han iniciado la introducción del gas natural a distintos niveles: proyectos de inversión, implementación de estrategias políticas o de normativas regulatorias.

El Gráfico 10 ilustra el tamaño de los mercados de gas natural por países y sectores para el año 2009 y resume las generalidades de los países que utilizan gas natural como fuente energética. Se debe hacer énfasis en que los países centroamericanos y del Caribe, sin tomar en cuenta a Trinidad y Tobago y México, consumen menos del 0.2% del total. La Tabla 7 indica el consumo de gas natural para cinco países del Caribe de acuerdo con la U.S. Energy Information Administration para el año 2012. El resto de países en Centro América y el Caribe no registran consumo de gas natural.

Gráfico 10: Estimación del tamaño de los mercados de gas natural por países y sectores en el 2009



Fuente: SIEE-OLADE

Tabla 7: Consumo de Gas Natural en Centro América y el Caribe en el año 2012 (miles millones de pies cúbicos).

País	Consumo
Barbados	0.71
Cuba	35.32
República Dominicana	45.20
Puerto Rico	48.03
Trinidad & Tobago	787.14
Total	916.40

Fuente: Base de datos de la U.S. Energy Information Administration. 2014

Análisis del marco

regulatorio que favorece el desarrollo del gas natural en latinoamérica y el Caribe

CAPÍTULO III

¿El desarrollo de los recursos
de Gas Natural en América Latina y
el Caribe podría convertirse en una
fuente de energía competitiva?

Los principios de la regulación gasífera en Latinoamérica y el Caribe son similares. Se trata de dar una adecuada protección a los usuarios finales, teniendo en cuenta que algunas fases de la industria del gas (transporte y distribución) constituyen monopolios naturales. En estos casos, el estado debe intervenir e impedir los eventuales abusos de una posición dominante en el mercado, favoreciendo además la continuidad y calidad en la prestación de los servicios. Es indispensable que cuando éstos no se puedan ofrecer en condiciones de competencia, el Estado intervenga para que las operaciones sean eficientes, lo que implica la optimización de la relación calidad/precio.

La mayoría de las legislaciones vigentes en los países de la región consideran los principios de ganancia razonable o justa; competencia; eficiencia y racionalidad; optimización de la calidad; contabilidad, seguridad y continuidad del servicio; acceso sin discriminaciones, y cobertura máxima, entre otros. Bajo estos principios los marcos regulatorios contemplan objetivos tales como los siguientes:

- Favorecer los intereses y derechos de los usuarios mediante el mejoramiento de la calidad del servicio público y su disposición final, a fin de garantizarles una mejor calidad de vida.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural evitando la utilización abusiva de una posición dominante en el mercado.
- Propender a una mejor operación, contabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.

- Regular el transporte y distribución de gas natural asegurando tarifas justas y razonables.
- Asegurar la prestación continua e ininterrumpida de los servicios, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito, o de orden técnico o económico que lo impidan.
- Elevar los índices de seguridad y reducir los incidentes vinculados con las prestaciones.
- Estimular el uso racional del gas natural velando por la adecuada protección del medio ambiente.
- Promover la inversión para asegurar el suministro en el largo plazo.

Los países de la región establecen una distinción entre las fases de producción y las de transporte y distribución. La producción de gas natural es considerada de interés general, rigiéndose por las normas convencionales del mercado y la competencia. El transporte y la distribución del gas natural son considerados actividades de servicio público, por lo que son sujetos de regulación por parte del Estado.

Los marcos regulatorios han creado entes reguladores cuya conformación varía según la forma de organización del Poder Ejecutivo. La tendencia general es constituir entes con autonomía administrativa. En algunos casos están adscritos a ministerios o secretarías de estado; en otros, forman parte de los sistemas nacionales de regulación. Por otro lado, existen también algunas particularidades con respecto a su financiamiento. En algunos casos dependen del presupuesto general, pero en otros se financian con aportes de las empresas reguladas.

En la mayoría de los países de la región el precio del gas natural en “boca de pozo” no está sujeto a regulación. Sin embargo, existen problemas para determinar el precio del gas ya que a diferencia del petróleo, el gas natural no cuenta con una cotización de referencia internacional.

3.1. Resumen de regulaciones de gas natural en Latinoamérica

a) Argentina: La Ley 17.319 norma las actividades de producción, captación y tratamiento de hidrocarburos. El marco regulatorio del transporte, almacenamiento, distribución y comercialización se encuentra en la Ley 24.076. Ésta regula el transporte y distribución de gas natural que constituyen un servicio público nacional. El Decreto 1738/92 reglamenta la Ley 24.076 donde se estipulan las condiciones de prestación del servicio de transporte. El acceso a terceros a las redes es permitido de acuerdo a las reglas del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

b) Bolivia: La Ley de Hidrocarburos (Ley 3058 de mayo 2005) establece el marco regulatorio del sector hidrocarburos y concretamente la industria del gas natural en Bolivia que norma las actividades de exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización de gas natural. La Superintendencia de Hidrocarburos (SH) aprueba las tarifas para las actividades reguladas y fija los precios conforme a la normativa establecida al respecto. La actividad de transporte de gas natural por ductos requiere de concesiones que son otorgadas por la SH. Esta actividad se rige por el principio de libre acceso sin discriminación de acceder a un ducto de gas natural.

c) Brasil: La Ley 9478/97 de Agosto de 1997 crea el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), trata sobre la titularidad del monopolio del petróleo y gas natural; así como también crea la Agencia Nacional de Petróleo (ANP). Esta Ley regula la industria del Gas Natural en Brasil. Los servicios de transporte son formalizados en contratos que contienen el tipo de servicio contratado, términos y condiciones del servicio, capacidades contratadas, puntos de entrega y las tarifas aplicables. En marzo de 2009, mediante la Ley 11.909/09 se regula la actividad del transporte de gas natural que difiere de la Ley 9.478/99.

d) Colombia: El modelo regulatorio escogido en Colombia se conoce como modelo de liberalización de competencia en suministro, el cual se caracteriza por la competencia en la producción y comercialización del gas, por la regulación en el transporte y la distribución, y el libre acceso a la infraestructura. Bajo este modelo se presentan los mercados de suministro de gas, transporte de gas, comercialización de gas y el de venta al usuario final. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se encarga de regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. El decreto 2100 busca asegurar el abastecimiento y la confiabilidad a los usuarios y generar excedentes para la exportación. Para promover la exploración y explotación de yacimientos, se promueve la libertad de exportaciones, sin sujeción al procedimiento de comercialización.

e) Chile: El modelo institucional público que rige, regula y fiscaliza el sector energético chileno fue creado en el año 1978, produciéndose algunas modificaciones en la década de los 80. Coloca como órgano regulador a la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual depende directamente de la Presidencia de la República. La Ley de Servicios de Gas, DFL No 323 del Ministerio del Interior es la principal norma que rige las actividades asociadas al gas natural para los particulares, la cual regula especialmente el mercado de transporte y distribución de gas natural en Chile.

f) Ecuador: El principal cuerpo legal que regula la actividad petrolera es la Ley de Hidrocarburos, dictada en 1978 y sigue vigente aunque con diversas e importantes reformas. De acuerdo a la actual Constitución del Ecuador, el petróleo pertenece al conjunto de sectores considerados estratégicos y da al Estado derecho a su administración, regulación, control y gestión.

g) México: Antes de 1995, PEMEX era el principal responsable de la industria de gas natural. A partir de esa fecha, el Gobierno mexicano inició un proceso de reforma estructural en la industria de gas natural mediante cambios legales e institucionales plasmados en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional

en el ramo del petróleo. Esta ley estableció que la exploración, producción y ventas de primera mano (VPM) de gas natural sean desarrolladas exclusivamente por el gobierno; mientras que en los sectores de transporte, almacenamiento y distribución se permite participación pública y privada. Tanto las actividades producto de monopolios legales (exploración, producción y VPM) como de monopolios naturales (transporte, almacenamiento y distribución) están sujetas a regulación. En el sector de procesamiento de gas y petróleo, hasta antes de la reforma energética estas actividades eran operadas por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), subsidiaria de Pemex. Con la Reforma, el procesamiento de gas, así como la refinación, será abierta a competencia con el sector privado. Para ello, todas las compañías privadas, interesadas en participar en dichas actividades, deben registrarse con la Secretaría de Energía (SENER).

h) Perú: Las diferentes etapas de la cadena de aprovechamiento del gas hallan reguladas por la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento, así como el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos. Este reglamento define los deberes y derechos de los Concesionarios y la forma en que se regularán las tarifas por el servicio de transporte por ductos.

i) Uruguay: El marco regulatorio del sector está constituido fundamentalmente por los contratos de concesión (dos de distribución y uno de transporte), los decretos emitidos con motivo de los procesos de otorgamiento de las concesiones de transporte y distribución, la Segunda Ley de Urgencia y el marco legal de ANCAP.

j) Trinidad y Tobago: El Ministerio de Energía determina las políticas regulatorias de producción, transmisión, distribución y suministro de gas natural. Una licencia autorizada por el ministro bajo la Ley y Regulaciones petroleras es requerida para distribuir gas natural. Actualmente el gas natural es distribuido por la Compañía Nacional de Gas (NGC por sus siglas en inglés) a consumidores.

k) Venezuela: Con el fin de promover el desarrollo del sector gas, el Ejecutivo Nacional, acorde con la política de impulsar y expandir la industria del gas en todos sus sectores y comprometido a proveer y cubrir con esta fuente de energía a la mayoría del territorio nacional, aprobó en el año 1999, el Decreto con rango de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) y su respectivo reglamento. En la mencionada ley, se contempló la creación del Ente Nacional del Gas (ENAGAS) como un órgano desconcentrado, con autonomía funcional, administrativa, técnica y operativa, adscrito al Ministerio de Energía y Minas, hoy Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. La industria de gas natural en Venezuela está enmarcada dentro de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (Decreto N° 310). Mediante esta norma se establece básicamente que las reservas probadas de gas natural se utilizarían para abastecer el mercado nacional doméstico y que las licencias y permisos para realizar actividades con hidrocarburos gaseosos se otorgarían a proyectos dirigidos al desarrollo nacional.

Tabla 8: Regulaciones en el sector del gas natural de los mayores productores en América Latina.

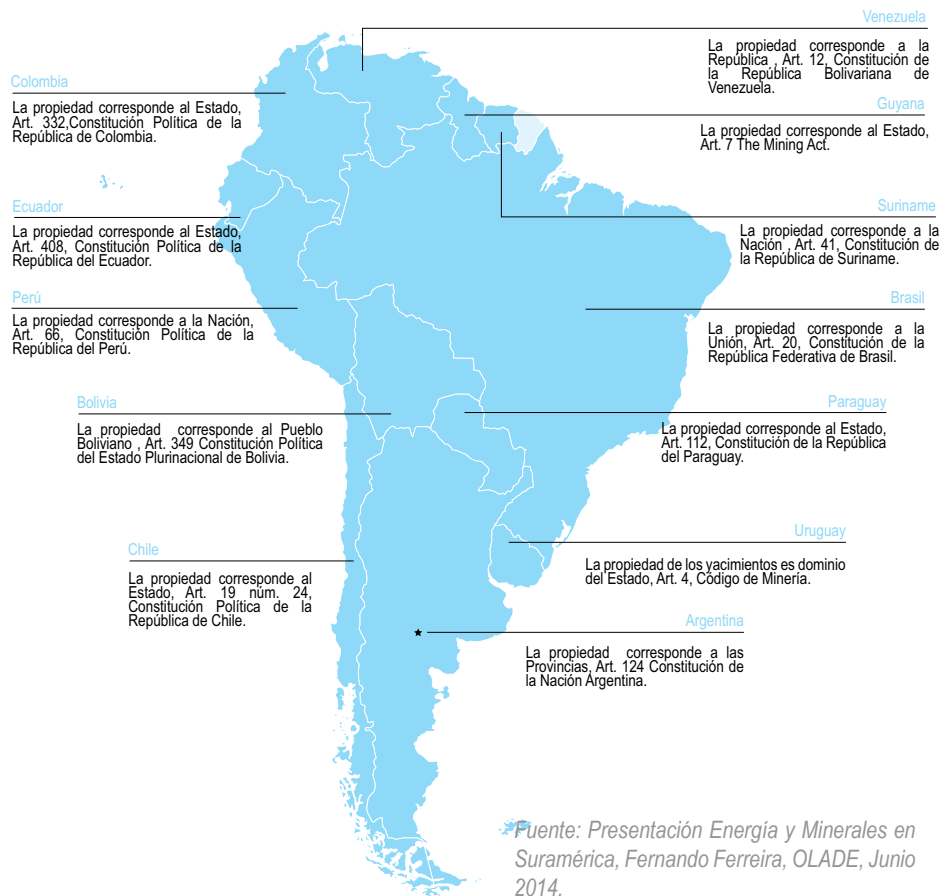
Pais	Regulación Primaria	Compañía Nacional de Gas	Porcentaje Gubernamental	Restricciones para inversiones upstream	Restricciones para inversiones downstream
Venezuela	Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería	PDVSA	100	100% participación permitida; propietario de hasta el 65% cuando el proyecto es comercial	Ninguna
México	Comisión Nacional de Hidrocarburos	PEMEX	100	Ninguno, pero está pendiente legislación adicional	Ninguno, pero está pendiente legislación adicional
Argentina	Secretaría de Energía / Enargas	Enarsa, Repsol -YPF	65 en Enersa 51 en YPF	Impuestos a exportaciones, repatriación de dividendos en los primeros 5 años	Impuestos a exportaciones, repatriación de dividendos en los primeros 5 años
Trinidad y Tobago	Ministry of Energy and Energy Affairs	The National Gas Company (NGC)	100	Ninguna	Ninguna
Colombia	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) / Ministerio de Minas y Energía	Ecopetrol	90	Ninguna	Ninguna
Brasil	Agencia Nacional de Petróleo	Petrobras	63.6	Menos del 70% en reservorios pre-salt	Ninguna

Fuente: US Energy Information Administration, Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas, 2014

3.2. Propiedad de los recursos de gas natural en Sudamérica

La propiedad de los recursos de gas natural antes de ser extraído en Sudamérica es mayoritariamente estatal, con excepción de Argentina en donde los recursos pertenecen a las Provincias. Una vez extraído el gas natural, su propiedad está relacionada con su comercialización. En los sistemas contractuales la propiedad pertenece generalmente al Estado. En cambio en contratos basados en Regalías e Impuestos, la propiedad la propiedad la asume la compañía que aporta con el capital de riesgo. El Gráfico 11 resume las generalidades de propiedad del gas natural.

Gráfico 11: Propiedad de los recursos y reservas de gas natural en Sudamérica



Las regulaciones en Latinoamérica son muy similares en sus principios de propiedad de los recursos y reservas y han venido funcionando por varias décadas. Sin embargo, un aspecto importante que debe considerarse es el ascenso de nuevos mercados que pueden resultar atractivos a grandes inversionistas. Los casos de nacionalización de la industria de gas natural han sido considerados como uno de los factores de inseguridad jurídica y que no permite la llegada de inversión extranjera a la región.

El caso de México es interesante ya que durante décadas Pemex mantuvo un monopolio en la explotación de hidrocarburos. La Reforma Energética que se está implementando podría permitir un mayor flujo de inversiones para que sea la empresa privada que se encargue de financiar proyectos exploratorios.

Estado actual de la exploración y explotación del gas natural de fuentes no convencional y perspectivas

CAPÍTULO IV

¿El desarrollo de los recursos
de Gas Natural en América Latina y
el Caribe podría convertirse en una
fuente de energía competitiva?

Las reservas de gas no convencional son muy difíciles de evaluar por la heterogeneidad de las formaciones rocosas. Se estima que los recursos recuperables están en el orden de 340 billones de metros cúbicos o el equivalente a 2.1 billones de barriles de petróleo, sin tomar en cuenta los hidratos de metano. Estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE) ubican a los hidratos de metano como recursos en el orden de los 3.5 a 4.0 billones de barriles de petróleo.

4.1. Definiciones de gas natural de fuentes no convencionales

El gas natural no convencional es aquel que se encuentra en yacimientos no comunes de depósitos de hidrocarburos y cuya explotación requiere alta tecnología. Este tipo de gas está almacenado de forma natural en formaciones de roca de baja permeabilidad, lo cual hace más complicado su proceso de extracción. La Agencia Internacional de Energía (AIE) clasifica al gas natural no convencional en tres categorías:

Shale gas: Se encuentra contenida en formaciones de lutitas, caracterizadas por su baja permeabilidad. El gas tiene limitada habilidad de fluir a través de la roca. Estas formaciones generalmente son ricas en materia orgánica y, a diferencia de la mayoría de reservorios de hidrocarburos, son típicamente la fuente de origen del gas (gas no asociado)

Gas grisú: Conocida como coalbed methane, está contenida en lechos o estratos de carbón. Aunque al inicio la extracción del metano de las minas de carbón se lo realizó por razones de seguridad, ahora este gas se produce de depósitos que no son decididos a la extracción de carbón.

Tight gas: Es un término general para definir al gas natural que se encuentra en formaciones de areniscas de baja permeabilidad que no pueden producir económicamente sin el uso de tecnologías para estimular el flujo de gas hacia el pozo tal como el fracturamiento hidráulico, también conocido como “fracking”.

Adicionalmente a estos tres tipos de gas natural de fuentes no convencionales, existen los hidratos de metano que son sólidos cristalinos, similares en apariencia al hielo, pero constituido por moléculas de gas rodeadas por una malla de moléculas de agua. Este compuesto sólido aparece en condiciones de baja temperatura y altísimas presiones tales como, profundidades marinas y zonas de permafrost. Los hidratos de metano están asociados a formaciones de rocas porosas y permeables de buen espesor, cuando las condiciones (presión y temperatura) son las necesarias para su existencia y acumulación. En el mundo existen dos tipos de ambientes que poseen estas características, el primero está referido a sedimentos de los fondos marinos y el otro a los suelos continentales congelados o permafrost. Siendo los sedimentos de fondos marinos en los bordes continentales los que representan la mayor concentración de hidratos de metano, porque suelen favorecer las condiciones termobáricas. El metano del subsuelo marino es generado por procesos microbianos y termogénicos, esto dentro de los sedimentos de los márgenes continentales.

La Agencia Internacional de Energía considera al gas natural de fuentes no convencionales como “recursos” y no como “reservas”. Su estimación está en el orden de los 340 billones de metros cúbicos o el equivalente a 2.1 billones de barriles de petróleo, sin tomar en cuenta los hidratos de metano. Para Latinoamérica se estima un volumen de aproximadamente 55 billones de metros cúbicos correspondiente al 16% de los recursos estimados.

Tabla 9: Reservas y recursos para gas natural en el mundo actualizado para 2012.

	Convencional	No Convencional			Subtotal	Total
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane		
Europa del Este /Eurasia	143	11	15	20	46	190
Medio Oriente	124	9	4	-	13	137
Asia Pacífico	44	21	53	21	95	138
OECD Américas	46	11	48	7	66	112
África	52	10	39	0	49	101
Latinoamérica	32	15	40	-	55	86
OECD Europa	26	4	13	2	19	46
Mundo	468	81	212	50	343	810

Fuente: BGR (2012); US EIA (2013); USGS (2000); USGS (2012a and 2012b); IEA databases and analysis

En el mundo existen más de 688 bloques con recursos de gas, alojados en 142 cuencas, de los cuales solamente se han determinado en pocas de ellos su potencial de producción. Aunque el petróleo (las arenas bituminosas de Canadá, el crudo pesado de Venezuela, el petróleo presalino de Brasil y el petróleo de esquisto de Estados Unidos) sigue presidiendo la discusión, se prevé que el porcentaje de gas natural en el total de energía es igual al del petróleo en 2030, con un 28 por ciento (Bazán 2011).

4.2. Gas natural no convencional en Latinoamérica

Según un estudio encargado por la Agencia de Información Energética y elaborado por Advanced Resources International (ARI), América Latina sería rica en gas de esquisto. El estudio de ARI presenta indicadores preliminares de la localización de las principales cuencas en potencia de gas de esquisto sometidas a examen. La situación excepcional del hemisferio occidental es evidente (aunque la mayoría de las cuencas todavía están por explorar), al igual que lo son las de Argentina, México, Brasil y Paraguay.

En América Latina, Argentina se estima que dispone de 20.79 billones de metros cúbicos de gas natural no convencional técnicamente recuperable, superando a Venezuela. México también deja atrás a Venezuela y se clasifica en tercer lugar con 19.3 billones de metros cúbicos de gas técnicamente recuperable. Asimismo, Brasil tiene potencial para convertirse en un actor protagonista en el terreno del gas no convencional, y previsiblemente inclinará los mercados del petróleo cuando los campos presalinos empiecen a producir. Sus reservas de gas no convencional técnicamente recuperables se calculan en 6.4 billones de metros cúbicos. En Chile, que prácticamente carece de reservas de hidrocarburos para cubrir su demanda, las reservas de gas no convencional son abundantes. Paraguay, cuya demanda interna es mínima, también podría producir cantidades significativas de gas no convencional y generar cuantiosas exportaciones.

Sin embargo, mientras no se emprendan exploraciones significativas, seguirá sin saberse cuánto gas no convencional existe y si tiene posibilidades de ser recuperado en las actuales condiciones económicas y tecnológicas. Incluso en EE UU, donde hace años que están en marcha la exploración y producción de gas no convencional, los cálculos de las reservas se han revisado espectacularmente a la baja: en 2012, los cálculos de la EIA acerca de las reservas de gas natural se rebajaron de 827 a 482 tcf, y en la fértil cuenca Marcellus Shale, la EIA ha corregido la estimación de las reservas reduciéndola en un 66 por ciento, de 410 tcf a 141. En Europa, Exxon ha recomendado precaución con las expectativas de una “revolución” del gas no convencional después de perforar dos pozos en Polonia donde no se ha encontrado gas viable comercialmente (Mares 2014).

América Latina tiene un gran potencial en el terreno del gas no convencional, pero se enfrenta a una serie de dificultades para desarrollarlo. Por ejemplo, el capital humano es limitado y falta debatir y adoptar la normativa medioambiental que prepare el terreno para los acuerdos que intervienen en la producción. Los principales aspectos determinantes para que los países latinoamericanos lleguen a formar parte de la revolución del gas no convencional giran en torno a la necesidad de inversores, la situación del debate medioambiental, y la capacidad del Estado para ofrecer un entorno seguro a las actividades de exploración y producción.

La experiencia de Estados Unidos demuestra que el desarrollo del gas no convencional requiere cuantiosas inversiones, y que los inversores estén dispuestos a acudir a la región dependerá de las tasas de rentabilidad y de los niveles de riesgo país. Un caso interesante de legislación para explotación de hidrocarburos no convencionales es Colombia que mediante Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014 el Ministerio de Minas y Energía expidió los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

El reto fundamental para el gas no convencional en Latinoamérica es forjar políticas de mercado interior e incentivos para que los inversores extranjeros traigan a la región el capital, los conocimientos y la tecnología necesaria, el mismo reto al que se enfrenta la región para desarrollar sus importantes recursos petrolíferos.

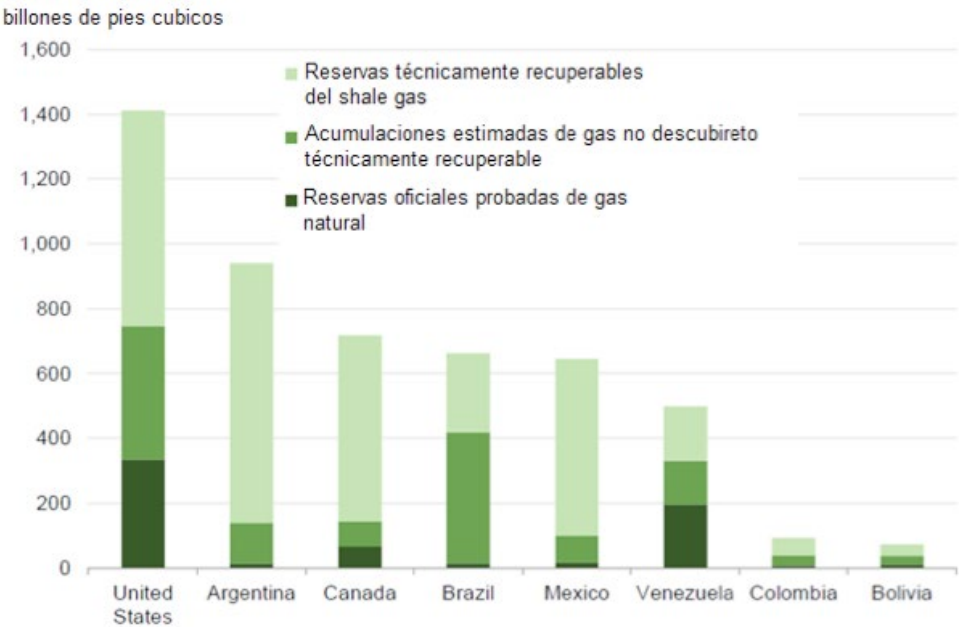
Tabla 10: Shale gas en Sudamérica

País	Potencial shale gas (billones m³)	%	Recuperables (billones m³)	%
Argentina	77.3	59.8	21.9	63.18
Brasil	25.7	19.8	6.4	18.45
Chile	8.1	6.3	1.8	5.22
Paraguay	7.1	5.5	1.8	5.06
Bolivia	5.4	4.2	1.4	3.92
Uruguay	2.4	1.8	0.6	1.71
Colombia	2.2	1.7	0.5	1.55
Venezuela	1.2	0.9	0.3	0.90
	129.4	100.0	34.7	100.0

Fuente: OLADE

Como ejemplo el Gráfico 12 permite la comparación de los volúmenes de gas natural convencional y no convencional en varios países de las Américas.

Gráfico 12: Reservas y recursos de gas natural en varios países de las Américas en 2012.



Fuente: US. Energy Information Administration y Advanced Resources International, Inc.

Posibilidades y oportunidades de una integración regional apalancada en la comercialización del gas natural

CAPÍTULO V

¿El desarrollo de los recursos
de Gas Natural en América Latina y
el Caribe podría convertirse en una
fuente de energía competitiva?

Entre 1960 y 1990 el único comercio de gas natural fue entre Argentina y Bolivia. Fue solamente en la década de los 90s que en contexto con fuertes reformas del sector energético en varios países de la región que la integración empezó a manifestarse.

A partir de 2004 y 2005 al presente el panorama internacional de precios de petróleo se modificó drásticamente arrastrando el precio del gas en los diferentes mercados internacionales. Adicionalmente las mejoras tecnológicas de la cadena del gas natural líquido condujeron a una baja de los precios de oferta de este producto creando una percepción de que muy pronto los mercados de gas entrarían en una etapa de absoluta transabilidad a escala mundial.

Un proyecto importante para Latinoamérica es la ampliación del Canal de Panamá lo cual permitirá un mayor flujo de tanqueros de gas natural licuado. Se prevé un mayor comercio entre los proveedores de gas natural ubicados en el Atlántico y los mercados del Pacífico incluyendo China, Japón y Corea del Sur. En la actualidad no hay comercio a través del Canal, sin embargo una vez en funcionamiento, el Canal podrá acomodar tanqueros de gas natural licuado de mayor capacidad (CEPAL 2010).

5.1. Marco jurídico para la integración en Latinoamérica

OLADE es el organismo que integra tratados bilaterales, subregionales y regionales relativos a la energía. Si bien la integración energética latinoamericana puede tener una Carta única que regule las relaciones entre los países, debe también considerarse en su aplicación práctica la realidad y necesidades de las subregiones. Las subregiones propuestas por OLADE en el año 2006 se muestran en el Gráfico 13.

Gráfico 13: Propuestas de integración regional en LAC



Fuente: *Presentación Seguridad Energética en el Contexto Regional*, Álvaro Ríos, 2006.

Esta propuesta, si bien fue realizada en el año 2006, podría tener plena vigencia. Las condiciones políticas en la región han permanecido estables. Una diferencia importante en esta propuesta podría ser la incorporación de UNASUR como ente regional. UNASUR fue creada en Mayo del 2008 y ha coordinado el Consejo de Energía Sudamericano y ha propuesto el Anillo Energético Sudamericano que intenta interconectar Argentina, Brasil, Paraguay, y Uruguay con gas natural de varias fuentes tales como el Proyecto Camisea en Perú y los depósitos de gas de Tarija en Bolivia.

5.2. Proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) en Latinoamérica

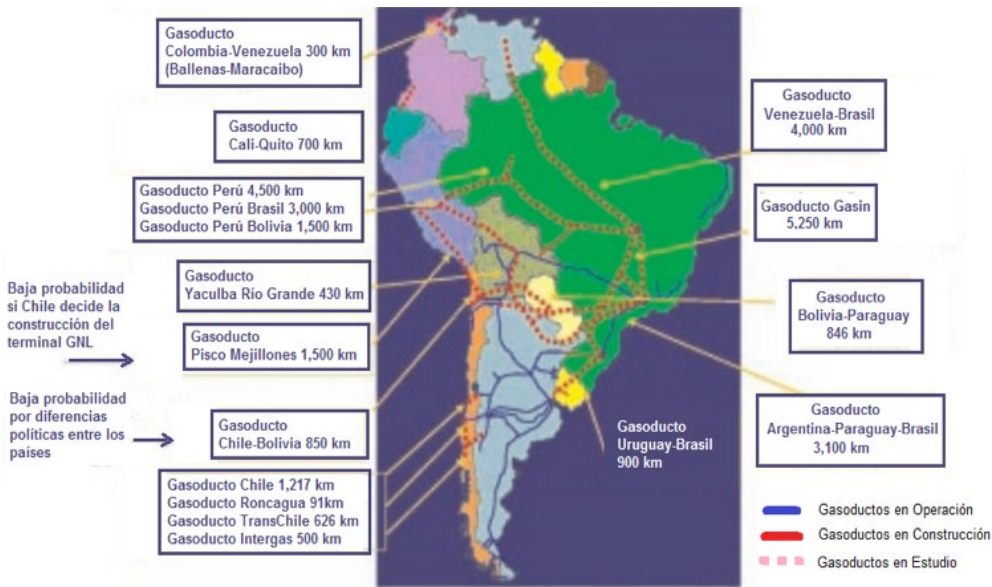
La Tabla 11 agrupa las plantas de regasificación y licuefacción en varios países de Latinoamérica. Estas plantas pueden permitir proyectos de integración

regional mediante el transporte de tanqueros. El Gráfico 14 en cambio ilustra los proyectos actuales de integración mediante gasoductos.

Tabla 11: Proyectos de regasificación y licuefacción de GNL en LAC.

Plantas de regasificación				
#	Denominación	País	Capacidad (MM m ³ /d)	Status/año
1	Bahía Blanca	Argentina	12,0	Op./2008
2	Escobar	Argentina	15,0	Op./2011
3	Quintero	Chile	10,0	Op./2009
4	Mejillones	Chile	5,5	Op./2010
5	Pécem	Brasil	7,0	Op./2009
6	Baía de Guanabara	Brasil	14,0	Op./2009
7	AES Andrés	Rep. Dominicana	7,0	Op./2003
8	Peñuelas	PUE	2,0	Op./2000
9	Energía Costa Azul	MEX	28,0	Op./2008
10	Altamira	MEX	23,0	Op./2006
Total plantas regasificación actuales			123.5	
1	Puerto Cuatros	Argentina	20,0	Proy./2013
2	PDV-Enarsa	Argentina	10,0	Proy./2013
3	Qatargas-Enarsa	Argentina	20,0	Proy./2015
4	GNL del Plata	Argentina-Uruguay	10,0	Proy./2014
5	Mejillones II	Chile	10,0	Proy./2013
6	Talcahuano	Chile	10,0	Proy./2014
7	Región Sudeste	Brasil	20,0	Proy./2014
8	Jamaica LNG	Jamaica	4,0	Proy./2014
9	KMS (Calamillo)	México	14,0	Proy./2014
10	Bahía de las Minas	Panamá	1,0	Proy./2014
Total plantas regasificación futuros			119.0	
Plantas de licuefacción				
#	Denominación	País	Capacidad (MM m ³ /d)	Status/año
1	Perú LNG	Perú	17,0	Op./2010
2	Atlantic LNG	Trinidad & Tobago	57,0	Op./1999
Total plantas de licuefacción en operación			74.0	
1	Atlantic LNG - TRAIN X	Trinidad & Tobago	12,0	Proy./2016
2	Venezuela-LNG	Venezuela	17,0	Proy./2015
3	Santos LNG Pre Sal	Brasil	14,0	Proy./2016
Total plantas licuefacción futuros			43.0	

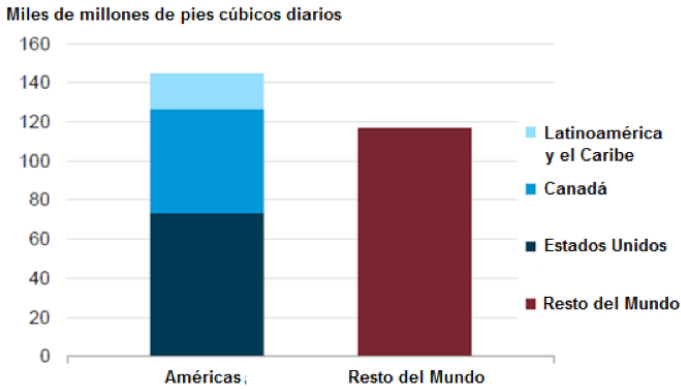
Gráfico 14: Proyectos de Integración Energética en Sudamérica



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2006.

La capacidad de procesamiento de gas natural en Latinoamérica es relativamente pequeña cuando se compara con otras regiones del mundo. Si bien las Américas (Estados Unidos, Canadá, y Latinoamérica) tienen la mayor capacidad mundial, Latinoamérica representa casi un 8% del total global.

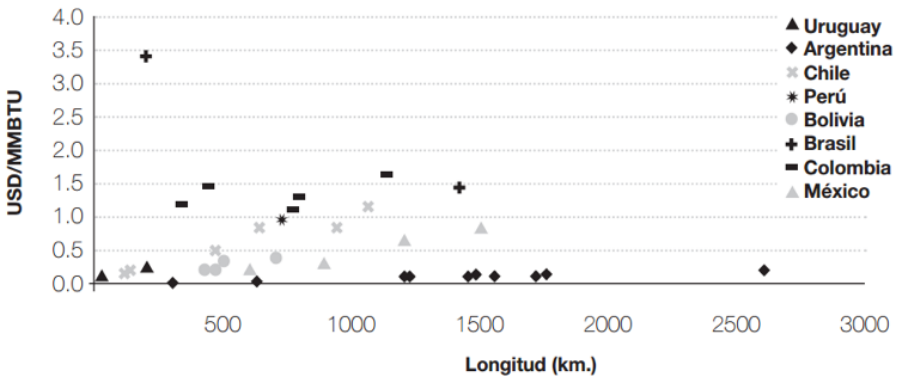
Gráfico 15: Capacidad de procesamiento de gas natural a enero de 2013



Fuente: U.S. Energy Information Administration; Oil and Gas Journal

Los costos de transporte en Sudamérica varían considerablemente tal y como lo ilustra el Gráfico 16. Los costos más altos son los de Brasil debido a que sus campos están costa afuera. Los costos más bajos están en Argentina debido a su infraestructura y a intervención gubernamental.

Gráfico 16: Costos de transporte de gasoductos en América Latina.



Fuente: Banco de Desarrollo de América Latina, La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. 2012

5.3. Las interconexiones de Venezuela

Durante el año 2006 se esbozó como proyecto el gasoducto del sur. El mismo había sido inicialmente planificado entre Venezuela, Brasil y Argentina. Este gasoducto partiría del sur venezolano (Puerto Ordaz), pasaría por la Amazonía brasileña y desembocaría en Buenos Aires.

Cuando se lanzó la idea se pensó que el Gasoducto del Sur tendría unos 8,000 kilómetros de extensión con una inversión aproximada de 23,000 millones de dólares para transportar 150 millones de metros cúbicos diarios de gas venezolano a Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay (Kosulj, Robert; 2012).

Tan solo el 10% de las reservas probadas de gas natural que posee Venezuela se encuentra en yacimientos de gas libre. El resto está asociado al petróleo y en consecuencia su disponibilidad también está asociada a la producción de crudo en dichos campos.

De acuerdo con ENAGAS (Ente Regulador de Gas en Venezuela), el 70% de la producción de gas es consumida por la propia actividad petrolera, principalmente para su re-inyección en los campos petroleros. La falta de gas natural en la zona occidental de Venezuela es una de las causas de la declinación de la producción de petróleo que se observara en dicha área. De acuerdo con ENAGAS, se requerirán inversiones cercanas a los US\$ 21,000 millones para revertir la actual situación deficitaria de gas que presenta Venezuela. Este proyecto fue descartado por el gobierno venezolano en Agosto de 2007.

Gráfico 17: Trazado esquemático del Gasoducto del Sur.



Fuente: Kozulj 2012.

5.4. Brechas en la infraestructura

• Países que presentan un importante mercado de gas natural como Argentina y Venezuela se han encontrado en el último tiempo con inconvenientes en el abastecimiento interno. En estos países se prevé la realización de obras para la ampliación de la capacidad de transporte, siendo en ambos casos significativos los requerimientos de inversiones. En Argentina, para disminuir la congestión que se produce en el anillo del Gran Buenos Aires (GBA) y alimentar nuevas regiones (Noreste Argentino-NEA), se está en vías de incrementar el gas recibido desde Bolivia a través del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA); y en Venezuela, para cumplir los objetivos del Plan Nacional de Gasificación,

previo a lo cual se deben desarrollar sus campos gasíferos. Otros países, como México, también prevé la ampliación y construcción de nuevos ductos para transportar las cantidades producidas de shale gas y los terminales previstos de regasificación de gas natural licuado. Entre Argentina, México y Venezuela, las inversiones en ampliación de transporte se estiman en USD 20,225 millones para los próximos años. Esto permitiría cumplir con las metas de demanda interna.

- En Perú, se requieren significativas inversiones para la etapa de desarrollo de la industria que supone llegar a regiones sin gas y alcanzar la masificación y acceso de la mayor parte de la población. Se pronostica un total de USD 6,600 MM para cumplir con las metas de demanda interna.

- Sumadas las inversiones previstas en otros países, como Brasil y Colombia que ya vienen invirtiendo fuertemente en los últimos años, más las inversiones requeridas en Bolivia, se llega a un total estimado de inversiones de USD 29,051 MM.

- Ninguno de los países de la región plantea taxativamente la construcción de gasoductos de integración, ni en el corto ni en el mediano plazo. Solo Bolivia, luego de la construcción de un ducto menor de alta capacidad para incrementar los envíos de gas hacia Argentina, plantea la posibilidad de realizar obras para incrementar la capacidad de transporte a Brasil, no obstante es una posibilidad actualmente remota. Su problema principal es desarrollar y producir en tiempo todo el gas comprometido en su contrato con Argentina.

Tabla 12: Comercialización de gas natural mediante pipeline en el 2013. *Fuente:*

Miles millones metros cúbicos		Desde			
Hacia	US	Canadá	México	Bolivia	Resto de LAC
México	18.6	-	-	-	-
Argentina	-	-	-	5.2	-
Brasil	-	-	-	10.7	0.1
Resto Latinoamérica	-	-	-	-	2.7

• Otra vía de comercialización del gas producido en la región que no es por medio de ductos se consolida actualmente en la exportación-importación de GNL, tanto intra como extra-regional: el liderazgo de Trinidad y Tobago y de Perú en la región permitirá que importantes consumidores de gas natural licuado como México, Argentina, Brasil y los países centroamericanos y del Caribe (Puerto Rico, Dominicana, y Jamaica) continúen siendo importantes clientes. Eventualmente, y a mediano plazo, Venezuela puede generar capacidad de licuefacción y un mercado consumidor de su gas en América Latina.

Tabla 13: Comercialización de gas natural en el 2013 como GNL (miles de millones de metros cúbicos).

Hacia	Desde													Total
	US	Bras	T&T	Peru	Norue	Otros Europa	Qatar	Yemen	Algeria	Angola	Egipto	Nigeria	Indone	
México	0.1	-	0.4	2.5	0.4	0.4	1.6	0.5	-	-	-	1.6	0.4	7.8
Argentina	-	0.0	3.6	-	0.1	1.6	0.9	-	-	-	0.2	0.5	-	6.9
Brasil	-	-	2.5	-	0.3	1.0	0.3	-	0.1	0.1	0.1	0.9	-	5.1
Chile	-	-	3.5	-	-	-	0.2	0.4	-	-	-	-	-	4.1
Resto LAC	-	-	3.4	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	3.4

Fuente: Statistical Review of World Energy 2014, British Petroleum.

• Sigue creciendo la nueva modalidad conocida como transporte “virtual” – cuando no es por ductos– que lleva consigo modalidades de distribución del GNL a menor escala, que posibilitan atender consumos más pequeños y puntuales. Por ejemplo, en Chile se implementó la distribución al interior del país del GNL mediante camiones. En Ecuador fue puesta en operaciones una planta de licuefacción a gas, que luego es transportado para el consumo industrial. En Perú, hasta que se terminen por conectar a los gasoductos troncales los ramales que abastecen los principales centros de consumo se prevé utilizar GNL inicialmente transportado por camión. Por otra parte, desde el mes de septiembre de 2012, Arequipa cuenta con dos estaciones de GNC, que será dirigido hacia el sector automotor y a la mediana industria. En México, el Gobierno del estado de Sonora, en coordinación con Pemex, desarrolló un proyecto para abastecer

de GNC a las principales ciudades del sur de ese estado. En Colombia, a fines de 2011 existían proyectos en operación para abastecer a través de GNC por camión a más de 153.000 usuarios en 55 municipios.

Tabla 14: Prospectiva de los mercados e infraestructura de gas natural en LAC.

Fuente: Kozulj 2012

País	Aspectos salientes Prospectiva demanda y oferta de gas natural	Carácter de la brecha (transporte y gas)
México	• Demanda: Crecimiento más moderado que década pasada. Principal driver la generación térmica (6% vs 2% proyectado hasta 2025). Se mantienen las exportaciones a EEUU. • Oferta: Nivel de producción doméstica sujeto a éxito/fracaso exploración off shore y desarrollo del shale gas. Mayor crecimiento que la demanda. Importaciones decrecen (8% de la oferta en 2025).	• Fuerte aumento de los costos logísticos por saturación de la red de gasoductos en el último tiempo. Capacidad actual 144,8 MM m3/día • En el marco de la Estrategia de Desarrollo de la Infraestructura de Transporte (noviembre de 2011) se busca incrementar capacidad para mejorar confiabilidad hasta 221.8 MM m3/día. La cobertura se duplica en el período. El sistema actual de 11,512 km se proyecta a 15,916 km en 2026. Ampliación y nuevos ductos para llevar cantidades crecientes de shale gas y gas regasificado de terminales existentes y nuevas. • Proyectos hasta 2026 para incrementar capacidad de transporte por 77 MM m3/día que demandarán USD 8.000 millones.
Argentina	• Demanda: Impulsada por sector industrial. Crece 2% hasta 2025. Se atenúan requerimientos de gas por entrada de generación renovable. • Oferta: Producción interna se recupera en escenario de incorporación de shale gas. Producción de gas no convencional sujeta a gran incertidumbre decrece 4,5% por año. Decrecen los requerimientos de importaciones (21% sobre oferta en 2012, 15% en 2020). Importación Gas de Bolivia alcanza 27,7 MM m3/día en 2021. Importaciones de GNL sólo en forma residual para abastecer pico de demanda.	• Al 2016 la cobertura del país con gasoductos es del 100%. Primer tramo GNEA: operativo en 2013. Fin de las obras: 2015. Inversión: USD 2,700 MM (troncal) y 20 MM m3/día adicionales. • Dada la capacidad ociosa actual de los Gasoductos desde la cuenca Neuquina y la declinación del gas convencional, no se requiere expansiones para transportar el shale gas pronosticado para el período (56 MM m3/día al 2020). • Déficit de transporte en principales centros de consumo (Anillo GBA) requerirá 30 MM m3/día adicionales de capacidad de transporte a un costo de USD 3,000 millones.
Colombia	• Demanda: Crecimiento de la demanda de gas de todos los sectores menos generación (2% por año). Importante consumo del sector transporte y residencial. • Oferta: Producción interna en declive; se esperan resultados de exploración en nuevos campos. A mediano plazo el requerimiento de gas importado es creciente.	• Durante el período 2000-2010 la capacidad de transporte aumentó radicalmente (2,206 km) con una ejecutada de inversión de USD 3,220 millones. • Actualmente se busca conectar 300,000 nuevos usuarios al año 2014, lo implica ampliar la capacidad de transporte. Ampliación de 14 MM m3/día a mediano plazo. Total inversiones: USD 700 MM. Esto aliviará las restricciones de transporte en el pico de consumo. • Ducto de exportación a Panamá es incierto. • Obras para reversión del flujo desde Venezuela.

País	Aspectos salientes Prospectiva demanda y oferta de gas natural	Carácter de la brecha (transporte y gas)
Brasil	• Demanda: Consumo creciente en refinerías y petroquímica. Mayor consumo industrial de gas. Baja penetración en residenciales. Demanda crece 9% por año hasta 2020. • Oferta: Producción incremental gracias al pré-sal. Necesidad de GNL para picos de generación. Importaciones desde Bolivia aseguradas hasta 2020 (por contrato) se extienden hasta 2025.	• Entre 2005 y 2011 se incrementó más del 70% la capacidad de transporte, finalizando las obras para integrar todo el territorio nacional. USD 15,000 millones. • Planificación de la infraestructura a partir de los requerimientos en el pico. • Inversiones en capacidad de transporte por USD 850 millones en los próximos 10 años. Se suman USD 3,800 millones para complejo de licuefacción/regasificación en pre sal.
Perú	• Demanda: Crecimiento 8% anual. Sector industrial, petroquímica y generación son los sectores más dinámicos. • Oferta: Producción doméstica que excede consumo; exportaciones de GNL representan casi 30% de la demanda en 2025. Potencial para abastecer con GNL a la región (ya envía a Brasil y México).	• Múltiples proyectos de ampliación de la capacidad de transporte a partir del ducto principal de TGP (aumento producción de Camisea). Consumos "anclas" para desarrollo de mercados residenciales. • Inversiones requeridas en transporte para evacuar producción: USD 6,600 millones, incrementando en 44 MM m3/día la capacidad de transporte. Interconexión con Chile aún no planeada.
Venezuela	• Demanda: Proyecciones atadas a la respuesta de la producción interna. Proyectos de exportación de GNL a partir de 2015 impulsarían la demanda. El consumo residencial está frenado por falta de infraestructura. Carencia de gas retrasó proyectos de generación eléctrica (aprox. 3.300 MW). • Oferta: 90% producción de gas asociada al petróleo, que cayó fuertemente. Exploración costas afuera para proyectos de GNL, mercado interno y venta a Colombia.	• A mediados de la década pasada, la visión incluía la construcción de mega obras de integración energéticas vinculando todo el continente: Gasoducto del Sur, Gasoducto Centroamérica y el Gasoducto Transcaribeño. • Actualmente las inversiones están centradas en capacidad de licuefacción para exportar GNL en 2015 (4,7 MM Ton/año) y en el Plan Especial de Construcción de Gasoductos para la Gasificación del país. El plan de gasoductos implica una inversión de USD 6.525 millones.
Bolivia	• Demanda: Crecimiento del 9% anual hasta 2020, y entre 2020-2025 cae 5% si expira el contrato de exportación a Brasil. El GNEA dinamizará envíos a la Argentina. El consumo interno está impulsado por proyectos de industrialización que alcanzan 16 MM m3/d en 2025. • Oferta: Incertidumbre acerca de las reservas puede peligrar los envíos al exterior.	• Las principales obras destinadas a la ampliación de la capacidad de transporte están orientadas al mercado interno: Proyecto Siderúrgico Mutún, expansión GAA Cochabamba, La Paz, y gasoducto entre Carrasco Cochabamba GCC, entre otros. Inversiones totales requeridas: USD 676 millones. • Se desestimó la construcción del Urupabol, que integraría Bolivia, Paraguay y Uruguay.

País	Aspectos salientes Prospectiva demanda y oferta de gas natural	Carácter de la brecha (transporte y gas)
Chile	La demanda se espera que aumente 9% anual hasta 2020. El sector eléctrico se amplía con mayor potencia térmica base carbón y otros renovables tradicionales (hidroelectricidad) y no convencionales (eólico, entre otros). Aunque también se prevé el uso de GNL en la generación térmica a futuro.	• Existe un enorme potencial factible de desarrollar para las terminales actuales de regasificación (por ejemplo, Quintero de 10 MM m3/día a 19,4 MM m3/día con inversión de USD 300 millones). • Comenzó la distribución de GNL mediante camiones desde la Planta Quintero a Pemuco donde se regasifica para inyectarlo al Gasoducto del Pacífico para ser transportado a la región del Bío Bío. Esto podría ampliarse en el futuro a otras regiones.
Uruguay	Demanda en crecimiento a partir de la disponibilidad de gas del proyecto de regasificación en Uruguay que estará operativo en 2014. El gas se destinaría en buena parte para la central térmica Punta del Tigre y también consumos residenciales, industriales y transporte.	• Al 2015 la planificación eléctrica del país supone: 1) Las centrales de ciclo combinado (CC) de 400 y 500 MW funcionarían con el gas regasificado, 2) 1.200 MW de generación eólica (900 MW por privados y 300 MW por la UTE) y 3) 200 MW de Biomasa. • De concretarse el proyecto de regasificación que tiene una inversión prevista de USD 400 millones en Punta Sayago (a 10 km del puerto de Montevideo), se requerirá ampliar infraestructura de transporte interna. • El gasoducto de interconexión del proyecto de regasificación de GNL forma parte de la licitación de toda la obra. • Argentina, que iba a participar como socio de Uruguay en el proyecto, se retiró durante 2012 antes de la licitación iniciada en agosto de ese año.

5.5. Oportunidades en México

La integración de gas natural entre México y los Estados Unidos continúa expandiéndose (actualmente consta de 13 pipelines). La importación de gas ha crecido enormemente debido al gas no-convencional de los Estados Unidos.

A fines de Abril del 2014 los gobiernos de México y Guatemala firmaron un Memorando de Entendimiento para construir un gasoducto que suministrará gas natural a México y Guatemala en las zonas fronterizas. Este proyecto tiene como objetivo expandir la integración energética. El gasoducto tendrá una extensión de 600 kilómetros, requiere una inversión de al menos US\$800 millones y es posible que su construcción podría finalizar en el 2018.

Gráfico 18: Infraestructura de gas en México.



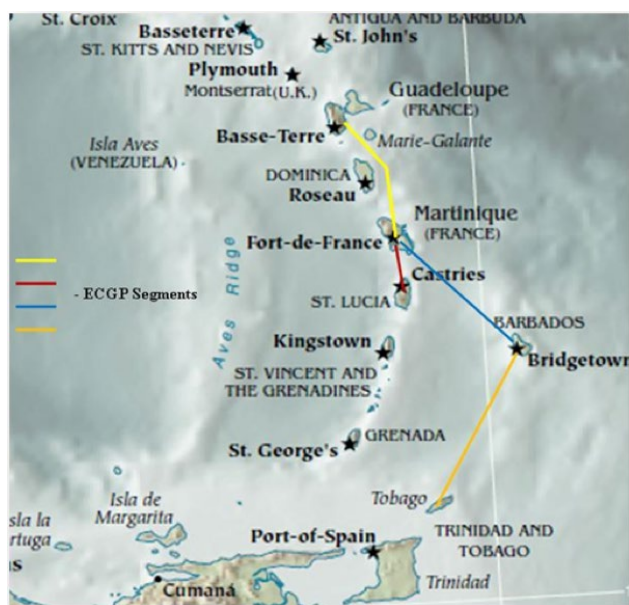
Fuente: IEA Gas Natural Information 2014

5.6. Oportunidades en América Central y el Caribe

Centro América necesita de aproximadamente 163,000 barriles de petróleo equivalente por día para cubrir sus necesidades energéticas que corresponde al 5% de la demanda energética de América Latina.

Un proyecto interesante en el Caribe suministra gas natural desde Trinidad y Tobago hasta cuatro países: Barbados, Guadalupe, Martinica, y Santa Lucía. Este proyecto es conocido como el Eastern Caribbean Gas Pipeline (ECGP). Los costos de generación eléctrica podrían ser reducidos a la mitad (comparado con los costos de generación por diésel).

Gráfico 19: Posible ruta del Eastern Caribbean Gas Pipeline.



Fuente: *Breaking News Trinidad and Tobago*, Julio 2013

5.7. Oportunidades en Sudamérica

El futuro de proyectos de integración energética se basa en promover una red regional entre Colombia, Perú, y Chile, con el potencial de incluir a Argentina y Uruguay. Existen muchos ejemplos de integración de mercados en

varios continentes. Entre los factores que deben de ser considerados para una integración regional en Sudamérica están:

- Protección a intereses nacionales antes que a un interés común regional.
- Barreras económicas
- Barreras políticas
- Barreras institucionales
- Barreras regulatorias

La mayoría de proyectos de cooperación son bilaterales. Actualmente la integración económica está ganando apoyo político debido a los acuerdos comerciales que se dan entre los países.

Gráfico 20: Infraestructura de gas en Sudamérica



5.8. Ejemplo de integración regional

Las posibilidades de integración son múltiples, pero para llevarla a la práctica es necesario dotarla de un marco jurídico adecuado. Una de las principales iniciativas que podrían aplicarse en Latinoamérica es el Tratado sobre la Carta de Energía (TCE) o también conocida por su denominación en inglés Energy Charter Treaty (ECHT). El Tratado sobre la Carta de la Energía crea un marco de cooperación internacional entre los países de Europa y otros países industrializados, con el objetivo fundamental de fomentar el potencial energético de los países de Europa central y oriental y garantizar la seguridad de los suministros energéticos de la Unión Europea. El objetivo del Tratado es establecer un marco legal para fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía.

Las disposiciones más importantes del Tratado se refieren a la protección de las inversiones, el comercio de materias y productos energéticos, el tránsito y la solución de controversias. Además de dar un marco un marco jurídico, el TCE ha permitido la suscripción de un Protocolo sobre la eficiencia energética y los aspectos medioambientales relacionados.

Un estudio profundo del TCE puede ser una valiosa ayuda para el desarrollo de la integración energética en Latinoamérica.

Conclusiones y recomendaciones

CAPÍTULO VI

¿El desarrollo de los recursos de Gas Natural en América Latina y el Caribe podría convertirse en una fuente de energía competitiva?

6.1. Conclusiones

- El gas natural sí puede convertirse en una fuente de energía competitiva para América Latina y el Caribe. Las reservas y los recursos de gas natural tienen el potencial de ser extraídos de forma técnica, económica, y ambientalmente seguras.

- América Latina necesita de inversiones privadas que permitan la exploración de campos aún no investigados, incluyendo costa afuera, así como la construcción de gasoductos e instalaciones para gas natural licuado (GNL). A la vez, la región requiere de legislación que regule estas actividades de upstream y downstream de modo que permita una integración regional en materia de comercialización de gas natural.

- Las reservas de gas natural en Latinoamérica son relativamente pequeñas y constituyen apenas el 4.3% de las reservas mundiales. La mayoría de estas reservas se ubican en Venezuela, pero debido a falta de inversión no se ha podido explotar este recurso.

- Las predicciones de agencias internacionales señalan que los combustibles fósiles van a seguir siendo usados ampliamente en el mundo (75%) hasta el año 2035

- Se evidencia la proporción de recursos naturales ubicados en yacimientos y acuíferos transfronterizos, que plantea desafíos en su manejo y aprovechamiento responsable.

- Las reservas históricas se han venido reduciendo en todos los países de Latinoamérica con excepción de Venezuela. Las reservas venezolanas son estimadas principalmente como gas-asociado y se utilizan como mecanismo para mantener la presión de reservorios de petróleo. Incluso Venezuela con

todo su potencial, actualmente mantiene un déficit que debe cubrirlo con importaciones desde Colombia.

- El consumo de gas natural en la región también es modesta al compararlo con el resto del mundo y a nivel per-cápita. El país con mayor consumo es México seguido por Argentina. A nivel per-cápita, Trinidad y Tobago tiene una de las tasas de consumo más altas del mundo.

- Los principios de la regulación gasífera en Latinoamérica y el Caribe son similares. Se trata de dar una adecuada protección a los usuarios finales, teniendo en cuenta que algunas fases de la industria del gas (transporte y distribución) constituyen monopolios naturales.

- Los precios que regirán el mercado de gas natural serán con gran probabilidad los de Henry Hub. Dichos precios son los más elevados de todo el vasto mercado de gas natural licuado mundial actual y futuro.

- En casi todas las jurisdicciones de Latinoamérica, el gas natural es propiedad del estado, excepto en Argentina donde este recurso es propiedad de la provincia.

- Ni la propiedad estatal de las empresas petroleras en la región, ni los marcos regulatorios o contractuales vigentes para incorporar empresas privadas en la producción de gas natural han logrado movilizar las inversiones necesarias en exploración y desarrollo para lograr mantener la relación entre las reservas y la producción y expandir la oferta al ritmo del consumo regional.

- OLADE planteó en el 2006 la integración de los mercados gasíferos en 5 subregiones: Sur América, Centro América, Caribe, Andes, y gas de Región Sudamericana para México. Esta propuesta, de estar vigente, podría servir como punto de partida para la integración regional.

- Las reservas convencionales de gas natural a nivel mundial están en el orden de los 1.4 billones de barriles equivalentes de petróleo que es similar a las reservas convencionales de petróleo (1.3 billones). Los recursos convencionales y no-convencionales de gas natural a nivel mundial ascienden a 5.2 billones de barriles de petróleo equivalente de petróleo (sin incluir los hidratos de metano) de acuerdo con la U.S. Energy Information Administration. De estos volúmenes,

Latinoamérica posee aproximadamente un 16% y sus principales depósitos están ubicados en Argentina.

- Existe potencial para integración regional de los mercados gasíferos en Latinoamérica y el Caribe. Este no es un asunto técnico, sino que se basa en decisiones políticas. Existen estructuras políticas, técnicas y de mercado común que facilitan los esfuerzos de integración (UNASUR, CAN, MERCOSUR, y OLADE)

6.2. Recomendaciones

- Es imperativo el desarrollo de nuevas reservas de gas en algunos países de la subregión, (reposición de reservas vs incremento demanda). Para ello es importante crear Servicios Geológicos Subregionales. Para tal efecto se requiere compromiso político, apoyo técnico, y financiamiento.

- Las investigaciones deberían estar enfocados a la manera de añadir valor agregado no únicamente al gas natural, sino a los recursos fósiles que Latinoamérica exporta. También se debería abarcar el gas no-convencional incluido los hidratos de metano.

- Establecer regulaciones que faciliten la explotación de gas no-convencional tal y como lo ha desarrollado ya el gobierno de Colombia.

- Incorporar políticas que permitan el uso de gas natural que se quema o emite al ambiente de las operaciones de upstream y downstream. Cada año a nivel mundial se emiten 125 millones de toneladas de metano, equivalente a 1.12 mil millones de toneladas de CO₂.

- Los marcos regulatorios de Latinoamérica y el Caribe están basados en los mismos principios y por tanto es muy factible la integración regional. Los entes regionales tales como UNASUR, CAN, MERCOSUR, y OLADE deberían acelerar sus procesos hasta alcanzar la integración regional del sector gasífero. Las subregiones propuestas por OLADE podrían ser un buen punto de partida.

- Los gobiernos de la región podrían considerar la construcción de plantas de regasificación y licuefacción que contribuyan a los esfuerzos de integración. Actualmente varios países de la región importan gas natural licuado de otros

países tales como Noruega, Qatar, Yemen, Argelia, Angola, Egipto, Nigeria, e Indonesia.

- Continuar con los procesos para integración regional México-Guatemala- resto de países de América Central y en el Caribe con Trinidad y Tobago con el Eastern Caribbean Gas Pipeline.

- En vista de la baja inversión en la exploración y desarrollo del gas natural, los países latinoamericanos deberían encontrar un equilibrio entre los intereses públicos y los privados con el fin de lograr las inversiones necesarias para garantizar el suministro al mercado interno y el mantenimiento de la posición exportadora regional.

- Un estudio profundo del TCE puede ser una valiosa ayuda para el desarrollo de la integración energética en Latinoamérica.

- Se podría optar por una reconsideración de la “Carta Energética de Latinoamérica y el Caribe”. Esta Carta tiene como antecedente el “Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados parte del MERCOSUR y Estados Asociados” que fue suscrito por los integrantes del Mercado Común del Sur: Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay y los Gobiernos de Chile, Colombia, Ecuador y Venezuela como Estados Asociados (Águila 2008).

Bibliografía

CAPÍTULO VII

¿El desarrollo de los recursos
de Gas Natural en América Latina y
el Caribe podría convertirse en una
fuente de energía competitiva?

1. Águila Ernesto, Gas Natural e Integración Energética en Sudamérica. Publicado en la revista Mercado Energético en enero de 2008.
2. Banco de Desarrollo de América Latina, La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. 2012
3. Banco de Desarrollo de América Latina. Energía: Una Visión sobre los Retos y Oportunidades en América Latina y el Caribe. Estudio de la Oferta y Demanda de Energía. 2013
4. Bazán G., Ortiz, G. El Potencial del Shale Gas. Revista Energía a debate. Año 7, No. 42 / Enero-Febrero 2011. México D.F.
5. British Petroleum Statistical Review of World Energy, June 2014
6. CEPAL, United Nations, La ampliación del Canal de Panamá: Impulsor de cambios en el comercio internacional.
7. Figueroa de la Vega, Perspectivas del Comercio de Gas Natural en América Latina y el Caribe. Noviembre 1999.
8. International Energy Agency (IEA), Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future. Paris, France 2013
9. International Energy Agency (IEA). Natural Gas Information 2014.
10. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2013.
11. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2013. Special Report - Golden Rules for a Golden Age of Gas
12. International Energy Agency. Redrawing the Energy-Climate Map, World Energy Outlook Special Report 2013
13. IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4), Table 2.14, p.212.

14. Kozulj, Robert; Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur. CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, New York, U.S.A. 2012.
15. Kuuskraa, M.; Stevens, S.; Van Leeuwen, T.; Moodhe, K.; Advanced Resources International, Inc. World Shale Gas Resources: AN Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Washington D.C. April 2011.
16. Lillo, N.; Lizana, J., Hidratos de Metano, Hielo Inflamable. Seminario de Economía Energética. Marzo 2013.
17. Mares, David. El Gas de Esquisto en América Latina: Oportunidades y Desafíos. Estudios de Política Exterior. Primavera 2014.
18. Milkov, AV (2004). "Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there?" *Earth-Sci Rev* 66 (3–4): 183–197
19. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Bogotá, Colombia, 2006.
20. OLADE 2009. Visión General al sector de Gas Natural en América Latina y el Caribe
21. Ramírez Rosendo. Retos a Nivel Latinoamericano para el Acceso al Mercado del Gas Natural. GN – La Revista del Gas Natural, Lima, Perú, 2012.
22. Real Instituto Elcano. Energía en América Latina: recursos y políticas. Marzo 2014
23. Ríos Álvaro, Rol del Gas Natural en el Desarrollo Económico y Social de América Latina y el Caribe. OLADE 2013.
24. Tissot, R.; Martin, J.; Prospects for LNG and Natural Gas in Central America. Institute of the Americas. 2012
25. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2014: World Petroleum and Other Liquid Fuels. September 2014.
26. U.S. Energy Information Administration. Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas. Washington D.C. January 2014.
27. U.S. Energy Information Administration. Reports on Venezuela, Trinidad & Tobago, Puerto Rico, Panamá, Perú, Brazil, Colombia, Ecuador, Cuba, Chile, Bolivia, Argentina, y México. Acceso a internet el 13 de Octubre 2014.

ANEXOS

Anexo 1: Factores de conversión para gas natural gas (GN) y gas natural licuado (GNL)

A:					
	mil millones de metros cúbicos GN	mil millones de pies cúbicos GN	millón toneladas equivalentes de petróleo	millón toneladas GNL	millón barriles de petróleo equivalente
Desde:	Multiplique por				
mil millones de metros cúbicos GN	1	35.3	0.90	0.74	6.60
mil millones de pies cúbicos GN	0.028	1	0.025	0.021	0.19
millón toneladas equivalentes de petróleo	1.11	39.2	1	0.82	7.33
millón toneladas GNL	1.36 4	8.0	1.22 1	8	.97
millón barriles de petróleo equivalente	0.15	5.35	0.14	0.11	1

Fuente: British Petroleum Statistical Review 2014.

