

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA Y LAS CONDICIONES DEL MERCADO
INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

JULIÁN CAMILO QUECANO ROJAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN NEGOCIOS INTERNACIONALES E INTEGRACIÓN
ECONÓMICA
BOGOTÁ D.C.
2018

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA Y LAS CONDICIONES DEL MERCADO
INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

JULIÁN CAMILO QUECANO ROJAS

Monografía para optar por el título de Especialista en
Negocios Internacionales e Integración Económica

Orientador
CARLOS EDUARDO CARDONA PATARROYO
Docente Investigador

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN NEGOCIOS INTERNACIONALES E INTEGRACIÓN
ECONÓMICA
BOGOTÁ D.C.
2018

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma de Director de la Especialización

Firma del Calificador

Bogotá D.C., Agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectoría Académica y de Posgrado

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano Facultad de Educación Permanente y Avanzada

Dr. Luis Fernando Romero Suárez

Director Especialización en Negocios Internacionales e Integración Económica

Dr. Luis Fernando Romero Suárez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Le doy gracias a Dios por darme la vida y por permitirme desarrollar este trabajo de grado. Gracias a mi familia por el apoyo personal y económico que siempre me ha brindado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS	18
JUSTIFICACIÓN	19
1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA PRODUCTIVA DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL	20
1.1 ANTECEDENTES	20
1.2 DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DE LOS ACTORES PARTICIPANTES DEL MERCADO (PAÍSES, EMPRESAS Y TERRITORIOS)	25
1.2.1 Latinoamérica	25
1.2.1.1 Argentina	26
1.2.1.2 Chile	33
1.2.1.3 Brasil	34
1.2.1.4 Venezuela	35
1.2.1.5 Colombia	36
1.2.2 Norteamérica	50
1.2.2.1 Estados unidos	50
1.2.2.2 Canadá	52
1.2.2.3 México	52
1.2.3 Europa	60
1.2.4 África	66
1.2.4.1 Capacidad, almacenamiento y transporte	67
1.2.5 Medio oriente	69
1.2.6 Euroasia	75
1.2.6.1 Federación de rusia	75
1.2.6.2 Asia central	94
1.2.7 Asia	97
1.2.8 Oceanía	103
1.3 MAPA DE COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL	106
2. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA Y LAS CONDICIONES DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL	109
2.1 CONDICIONES FÍSICAS	113
2.2 CONDICIONES ECONÓMICAS	113
2.3 CONDICIONES GEOPOLÍTICAS	115
3. ANÁLISIS DE LA POSICIÓN DE COLOMBIA EN EL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL	116
CONCLUSIONES	119
BIBLIOGRAFÍA	121

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Campos producción de gas natural, Colombia.	37
Cuadro 2. Lista de empresas de gas natural en Colombia.	41
Cuadro 3. Campos de gas natural en Rusia.	81
Cuadro 4. Gasoductos de la República Popular China	98
Cuadro 5. Principales participantes en gas natural en los territorios y estados australianos.	104

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistema de red de gasoductos en Argentina.	32
Figura 2. Sistema de red de gasoductos en Argentina distribuido por operador.	32
Figura 3. Red de gasoductos en Latinoamérica.	36
Figura 4. Expectativas en áreas Offshore.	40
Figura 5. Cobertura de gas natural en Colombia.	45
Figura 6. Gasoductos controlados por Promigas – Colombia.	46
Figura 7. Gasoductos TGI – Colombia.	47
Figura 8. Sistema Nacional de Gasoductos en Colombia Zona Norte.	48
Figura 9. Sistema Nacional de Gasoductos en Colombia Zona Centro.	49
Figura 10. Consumo de gas natural en México (MMMm3).	54
Figura 11. Distribución del consumo de gas natural por sector (2015, %).	54
Figura 12. Redes de gasoducto en México.	56
Figura 13. Puntos de inyección de GNL Zona Sur (México).	57
Figura 14. Puntos de inyección de GNL Zona Norte (México).	57
Figura 15. Precios de gas para la industria y zona residencial (USD/KWh)	58
Figura 16. Redes de gasoductos en Norteamérica.	59
Figura 17. Principales importadores de Europa proveniente de gasoductos rusos (MMMm3/a).	63
Figura 18. Red de Gasoductos de Europa.	64
Figura 19. Gasoductos que pasan a través de Ucrania	65
Figura 20. Redes de gasoductos Norte de África.	67
Figura 21. Redes de gasoductos Centro de África.	68
Figura 22. Redes de gasoductos Sur de África.	68
Figura 23. Sistema de gasoductos Israelí.	72
Figura 24. Conexión de gasoductos entre Israel y países cercanos.	73
Figura 25. Gasoductos de Medio Oriente.	73
Figura 26. Gasoductos Medio Oriente 2.	74
Figura 27. Participación de Rusia en el mercado de Europa.	77
Figura 28. Operaciones de Gazprom a nivel mundial.	78
Figura 29. Ruta de metaneros desde la planta Yamal LNG.	83
Figura 30. Sistema Unificado de Gasoductos (Rusia).	86
Figura 31. Sistema de redes de gasoducto en Rusia.	88
Figura 32. Gasoducto Nord Stream 2 desde Rusia a Alemania.	90
Figura 33. Gasoducto Turkstream desde Rusia hasta Turquía.	91
Figura 34. Construcción del gasoducto Tukstream.	91
Figura 35. Gasoductos en el Este de Rusia.	92
Figura 36. Gasoductos de Asia Central 1.	95
Figura 37. Gasoductos de Asia Central 2	96
Figura 38. Redes de gasoductos en el Este de Asia	100
Figura 39. Redes de gasoductos en el Sur de Asia	101
Figura 40. Redes de gasoductos en el Sureste de Asia	102
Figura 41. Gasoductos de Oceanía	105

Figura 42. Reservas probadas de gas natural a 2015 (Billones de m3).	106
Figura 43. Participación regional de producción de gas natural.	106
Figura 44. Rutas marítimas de GNL en el mundo (1).	107
Figura 45. Rutas marítimas de GNL en el mundo (2).	108

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Tendencia de consumo por fuentes energéticas Argentina (Mtoe).	29
Gráfica 2. Consumo total en Argentina en la participación de mercado energético (2011, %).	29
Gráfica 3. Consumo de gas natural Argentina (MMMm3).	30
Gráfica 4. Consumo de gas distribuido por sector (2011, %).	31
Gráfica 5. Promedio de precios de venta al por mayor de gas por regiones (2014).	107

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tendencia del consumo mundial de combustibles (%)	22
Tabla 2. Consumo de gas en las principales regiones (MMMm3)	22
Tabla 3. Consumo de gas en % dentro del total de fuentes de energía primaria	22
Tabla 4. Consumo de gas natural por sector	23
Tabla 5. Matriz de flujo de comercialización de gas natural en MMMm3	24
Tabla 6. Tabla general de movimiento de gas natural en Latinoamérica (2015).	25
Tabla 7. Exportaciones de gas natural desde Colombia hacia Venezuela.	41
Tabla 8. Tabla general de movimiento de gas natural en Norteamérica (2015).	50
Tabla 9. Tabla general de movimiento de gas natural en Europa (2015).	60
Tabla 10. Distribución de las importaciones de GNL en Europa (2015).	62
Tabla 11. Importaciones desde Rusia (Gazprom) hacia Europa.	63
Tabla 12. Tabla general de movimiento de gas natural en África (2015).	66
Tabla 13. Tabla general de movimiento de gas natural en Medio Oriente (2015).	69
Tabla 14. Tabla general de movimiento de gas natural en Euroasia (2015).	75
Tabla 15. Distribución de reservas en Rusia.	76
Tabla 16. Reservas de gas natural por región en Rusia, Gazprom.	76
Tabla 17. Ventas de GNL de Rusia	79
Tabla 18. Volumen de gas natural comercializado hacia la CEI.	79
Tabla 19. Consumo de gas natural en Rusia 2013 - 2017.	80
Tabla 20. Gasoductos Rusos operados por Gazprom.	83
Tabla 21. Tabla general de movimiento de gas natural en Asia (2015).	97
Tabla 22. Principales compañías chinas.	99
Tabla 23. Tabla general de movimiento de gas natural en Oceanía(2015).	103

ABREVIATURAS

BOMT	<i>Build, Operate, Manage and Transfer.</i>
CEI	Comunidad de Estados Independientes (antigua Unión Soviética).
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
GLP	Gas Licuado del Petróleo.
GNL	Gas Natural Licuado (LGN, <i>Licuated Natural Gas</i>).
kWh	Kilo Watts por hora.
m³	Metros cúbicos.
Mm³	Miles de metros cúbicos.
mmBTU	Millones de <i>Britain Termals Units</i>
MMm³	Millones de metros cúbicos.
MMMm³	Miles de millones de metros cúbicos.
MMMm³/a	Miles de millones de metros cúbicos por año.
Mtoe	<i>Millions Tonnes Oil Equivalent</i> , Millones de toneladas de petróleo equivalente
Mtpa	Millones de toneladas por año de GNL.
N.D.	Información no disponible.
SPOT	Precio de la operación del mismo día en que se comercializa.
UE	Unión Europea.
UMPE	Unidad de Planeación Minero-Energética.

GLOSARIO

BUQUE METANERO: es el medio por el cual se transporta el gas natural licuado vía marítima. Tiene las condiciones específicas para controlar el gas de una manera libre de riesgos.

GAS NATURAL: el gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto se le denomina gas rico, de lo contrario se conoce como gas seco. Las principales impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros.

GAS NATURAL LICUADO: el gas natural convertido a estado líquido luego de un proceso de enfriamiento a una temperatura de -160° Celsius. Se almacena en forma líquida a presión ambiente y ocupa aproximadamente 600 veces menos volumen que en su forma gaseosa. Esto permite trasladar, de manera económicamente viable, el GNL por distancias considerables de forma segura, sin perder sus características fundamentales.

SPOT: es el precio con el cual se hace una transacción de manera inmediata o un corto periodo de tiempo en el momento de la compra/venta de un bien o servicio.

RESUMEN

El gas natural ha venido siendo un recurso energético importante en el siglo XXI, debido al auge por encontrar fuentes que ofrezcan capacidad energética sin generar un impacto negativo significativo. Es así como el gas natural cumple condiciones que permiten su utilización con facilidad en la generación de energía (eléctrica, automotriz, entre otras), como por ejemplo: la capacidad de comprimirse hasta mil veces su volumen o que, al hacer combustión, genere solamente CO₂ y agua dejando por fuera componentes pesados como los deja el petróleo, el diésel o el carbón.

Anteriormente, el gas natural se encontraba como un producto no deseado en la industria petrolera y se desechaba (quemaba), sin tener en cuenta las características químicas y el potencial energético que representaba para la industria mundial y los domicilios. Entonces se planteó una mejor forma de aprovechamiento que permitiera generar rentabilidad extra.

Este material gaseoso, al igual que el petróleo y el carbón, se encuentra bajo superficie terrestre, es decir, se almacena en yacimientos donde algunas veces pueden estar acompañados por crudo. Esto hace que se catalogue como un recurso no renovable y, por ende, se deba tener una contabilidad de la existencia y su consumo, teniendo en cuenta la forma en cómo se comporta el mercado internacional de la industria gasífera y las naciones que tienen reservas.

También, teniendo en cuenta la forma en cómo se necesita el gas natural para los domicilios, como lo es de importante en el mundo para la calefacción (Europa y Estado Unidos, Sur de América: Argentina y Chile) y para cocinar (Latinoamérica). Es aquí donde se genera la siguiente pregunta: ¿cuáles son las características y las condiciones que tiene el mercado internacional de gas natural?

Palabras Claves: gas natural, gas natural licuado, comercialización de gas natural, mercado internacional de gas natural, gas natural en Colombia.

ABSTRACT

Natural gas has been an important energy resource in the 21st century, due to the boom in finding sources that offer energy capacity without generating a significant negative impact. This is how natural gas meets conditions that allow its use with ease in the generation of energy (electric, automotive, among others), such as: the ability to compress up to a thousand times its volume or, when combustion, generates only CO₂ and water leaving out heavy components as they are left by oil, diesel or coal.

Previously, natural gas was found as an unwanted product in the oil industry and was discarded (burned), without taking into account the chemical characteristics and the energy potential that it represented for the global industry and homes. Then, a better form of exploitation was proposed that would generate extra profitability.

This gaseous material, like oil and coal, is found under land, that is, it is stored in deposits where it can sometimes be accompanied by crude oil. This means that it is classified as a non-renewable resource and, therefore, it must have an accounting of its existence and consumption, taking into account the way in which the international market of the gas industry and the nations that have reserves behave.

Also, taking into account the way in which natural gas is needed for homes, as it is important in the world for heating (Europe and the United States, South America: Argentina and Chile) and for cooking (Latin America).

This is where the following question is generated: what are the characteristics and conditions of the international natural gas market?

Key words: natural gas, liquefied natural gas, commercialization of natural gas, international natural gas market, natural gas in Colombia.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo habla del mercado internacional de gas natural. En el primer capítulo se habla de las reservas, producción, años de producción restante, exportaciones e importaciones, consumo y las capacidades de licuefacción y regasificación de cada uno de los países pertenecientes a determinados territorios y continentes. Además, se hace una descripción un poco más detallada de los países más representativos del mercado internacional (como lo es Rusia, Estados Unidos, entre otros). Asimismo, se hace una contextualización de la posición en la que se encuentra Colombia en materia de infraestructura, reservas, producción y consumo interno.

En el segundo capítulo se hace un análisis global del funcionamiento del mercado internacional, dando a conocer problemas percibidos y explicando una posible causal de acuerdo a lo expuesto en el primer capítulo. Temas como geopolítica, económicos, estructura y condiciones del mercado se evidencian en este capítulo.

En el tercer capítulo, se muestra el análisis de la posición que representa Colombia hacia el mercado mundial, observando las posibilidades de participar en este. Además, se considera las posibles razones por las cuales Colombia se ubica en esa posición determinada.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar la estructura y las condiciones del mercado internacional de gas natural.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir la estructura productiva del gas natural en el mundo con sus productores, consumidores, capacidad e infraestructura con la construcción del mapa a través de continentes.
- Analizar la estructura y las condiciones del mercado internacional de gas natural.
- Analizar la posición de Colombia en el mercado internacional de gas natural.

JUSTIFICACIÓN

Tomando como referencia la importancia actual que tienen las fuentes energéticas para el ser humano, es necesario comprender, desde un punto de vista económico internacional, cómo se mueve el comercio de gas natural en el mundo. Este proceso se hace mediante la descripción y análisis de los actores involucrados directamente y los factores o condiciones que afectan este tipo de negociación, es decir, las necesidades (motivos) por las cuales se mueve este recurso.

Para entender el flujo comercial de gas natural, se debe hacer hincapié en describir cómo se comporta la volatilidad del precio de gas natural, teniendo en cuenta que cumple la ley de oferta y demanda, y el actor que tenga mayores reservas tendrá mayor participación en su efecto. Consecuentemente, es necesario conocer los territorios donde se encuentran dichos reservorios (disponibilidad mundial) y los medios de transporte (redes, buques de GNL, entre otros) por el cual se distribuye; cuánto producen, consumen, exportan e importan y nombrar las compañías que tienen más influencia en el mercado.

El surgimiento del gas natural, como otras fuentes energéticas, va acompañado del ambiente geopolítico que protegen o destruyen naciones, siendo vinculado el riesgo que existe en la comercialización de este recurso. Es en este proceso donde las potencias pretenden apropiarse geográficamente de las zonas potenciales de producción de recursos naturales. Un ejemplo claro son las secuelas que deja la guerra fría en Oriente Medio donde se ven franjas afectadas.

Es importante que un Ingeniero de Petróleos con esta especialización sepa cómo se estructura el negocio internacional de gas natural. Esto permitirá hacer análisis para mejores tomas de decisiones (a futuro), permitiendo ubicar en un espacio y contexto mundial dichos análisis.

El impacto que genera este trabajo es el aporte al conocimiento del mercado internacional de gas natural.

1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA PRODUCTIVA DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

1.1 ANTECEDENTES

A modo de historia, se han conocido varios casos de la utilización del gas natural por diversas civilizaciones a lo largo del desarrollo humano. Según Miser¹, algunos ejemplos los protagonizan los chinos (500 – 600 A.C) donde, por medio de tuberías hechas a base de bambú, transportaban el recurso para quemarlo y desalinizar agua de mar y volverla potable; alrededor del año 100 D.C, los descendientes persas del Irán moderno usaban gas natural en sus hogares; para principios del siglo XVII, exploradores franceses observaron que algunos nativos, ubicados en lo que hoy es Nueva York, quemaban voluntariamente el gas alrededor del lago Erie.

Gas Natural Fenosa² asegura que el primer uso comercial de gas se registra en Reino Unido a finales del siglo XVIII donde, por medio de la destilación de la hulla, se logra producir para iluminar las calles y casas. En 1816, se registra en Baltimore (Estados Unidos) la utilización de gas para alumbrar a su población por el mismo método (Miser, 2015). El empleo de gas para la cocción de alimentos data de 1856, para el calentador de agua en 1860 y el primer sistema de calefacción en 1884. Ese tipo de gas, a pesar de ser de origen manufacturado, sienta las bases de la utilización de gas natural; además, porque este último no es tóxico, es más limpio y se puede usar directamente como se encuentra en la naturaleza.

De acuerdo con Miser³, en 1904, el gas se utiliza a gran escala por primera vez para proporcionar calefacción central y suministros de agua caliente en Londres. Sin embargo, como era comúnmente usado para el calentamiento de agua, no fue un gran descubrimiento haberlo usado para calentar calderas y producir vapor para fines industriales. Esto plantó las bases para su uso en la generación de energía eléctrica.

De acuerdo Gas Natural Fenosa⁴, en 1930, en Estados Unidos se comienza la explotación de yacimientos de gas natural independientes de las perforaciones de petróleo. Antes de esta fecha, el gas natural que venía asociado al petróleo era quemado o reinyectado para mantener presiones de fondo.

¹ MISER, Tim. A Short History of the Evolving Uses of Natural Gas. En: Power Engineering. Febrero, 2015. Vol. 119, no 2, p. 12-12. www

² GAS NATURAL FENOSA. Un poco de historia del gas. [Sitio web] [consultado en 15, Marzo, 2018]. Barcelona, 2009. Archivo en PDF. Disponible en https://issuu.com/pazfreire/docs/tema_1-historia_del_gas p. 3.

³ MISER. Op. cit., p. 12.

⁴ GAS NATURAL FENOSA. Op. cit., p. 3

Según Miser⁵, en 1937, se utiliza gas natural para generar electricidad en la planta química de *Sun Oil*, en Filadelfia. Luego, entre 1939 y 1940 en la planta de la ciudad de Neuchatel - Suiza, se produce electricidad para distribuir a la población, logrando una obtención total en la turbina de 4 megavatios (MW). Por otro lado, de acuerdo con Radetzki⁶, en 1938, el carbón representaba las tres cuartas partes del consumo mundial energético, el petróleo el 21% del total y la de gas fue solo de 5,6%.

Además, Miser⁷ dice que en 1945 se logra aumentar la producción de energía eléctrica batiendo un récord mundial de 10 MW. Posteriormente, en 1948, se llega a 40 MW en Beznau – Suiza, aquí se encontraba la planta a gas natural más grande hasta el momento. Según Radetzki⁸, en 1950 se consumía gas natural a nivel mundial en un 9,7% del consumo energético, donde el 90% del gas se consumía en Estados Unidos. En la década de los 60's el consumo de gas se expande geográficamente de forma significativa. Otro suceso clave, según Miser⁹, fue el establecimiento de la planta de energía eléctrica en Port Mann, Columbia Británica, Canadá generando 100 MW. En 1961, la planta de ciclo combinado de Korneuburg – Austria generaba 75 MW.

Radetzki¹⁰ dice que, en 1965, el consumo energético proveniente del gas natural era del 16,7% (39,5% de petróleo) por consecuencia del gran impulso que brindó la (ya extinta) Unión Soviética. A finales de la década, en Europa Occidental, se observa un gran consumo. Los japoneses comenzaron a consumir gas natural a finales de la década de los setentas. En la tabla 1 se evidencia cómo en 40 años, desde 1950 a 1992, el consumo de gas natural se duplica mientras que el petróleo se queda atrás en ese crecimiento.

⁵ MISER. Op. cit., p. 12.

⁶ RADEZKI, Marian. (1994). World Demand for Natural Gas: History and Prospects. [Ebsco host]. [Consultado en 15, Marzo, 2018]. Energy Journal. 1994 Special Issue, p219-236. 18p. 5 Charts, 1 Graph. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=4&sid=f81dcc44-e8d1-482f-a7c9-6473d91ac81f%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbmc9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=45434650&db=bth>

⁷ MISER. Op. cit., p. 12.

⁸ RADEZKI. Op. Cit.

⁹ MISER. Op. cit., p. 12.

¹⁰ RADEZKI. Op. Cit.

Tabla 1. Tendencia del consumo mundial de combustibles (%)

	1950	1960	1970	1980	1990	1992
PETRÓLEO	27,7	35,7	44,1	44,9	40,5	40,1
GAS	9,7	14,6	18,0	19,1	22,2	22,9
CARBÓN	61,0	47,6	31,6	27,0	28,5	27,8
OTROS	1,6	2,0	6,3	9,0	8,8	9,2

Fuente: RADEZKI, Marian. (1994). World Demand for Natural Gas: History and Prospects. [Ebsco host]. [Consultado en 15, Marzo, 2018]. Energy Journal. 1994 Special Issue, p219-236. 18p. 5 Charts, 1 Graph. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=4&sid=f81dcc44-e8d1-482f-a7c9-6473d91ac81f%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbmc9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=45434650&db=bth>

Las tablas 2 y 3 muestran el consumo de gas, desde 1980 hasta 1992, en las principales regiones del mundo, en miles de millones de metros cúbicos (MMMm3) y el porcentaje usado de gas dentro de la utilización total de energía primaria:

Tabla 2. Consumo de gas en las principales regiones (MMMm3)

	1980	1990	1992	1992 participación total	Crecimiento promedio anual % (1980 – 1992)
USA, Canadá	625	609	642	32.1	3.0
Europa Occidental	212	258	276	13.8	2.2
Japón	26	52	57	2.8	6.7
Antigua Unión Soviética	357	684	644	32.2	5.0
Resto del mundo	237	375	382	19.1	4.1
Global	1457	1978	2001	100	2.7

Fuente: RADEZKI, Marian. (1994). World Demand for Natural Gas: History and Prospects. [Ebsco host]. [Consultado en 15, Marzo, 2018]. Energy Journal. 1994 Special Issue, p219-236. 18p. 5 Charts, 1 Graph. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=4&sid=f81dcc44-e8d1-482f-a7c9-6473d91ac81f%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbmc9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=45434650&db=bth>

Tabla 3. Consumo de gas en % dentro del total de fuentes de energía primaria

	1980	1990	1992
USA, Canadá	27.1	25.4	26.3
Europa Occidental	13.7	16.8	17.4
Japón	6.5	10.7	11.2
Antigua Unión Soviética	27.9	41.6	46.2
Global	19.1	22.2	22.9

Fuente: RADEZKI, Marian. (1994). World Demand for Natural Gas: History and Prospects. [Ebsco host]. [Consultado en 15, Marzo, 2018]. Energy Journal. 1994 Special Issue, p219-236. 18p. 5 Charts, 1 Graph. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=4&sid=f81dcc44-e8d1-482f-a7c9-6473d91ac81f%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbmc9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=45434650&db=bth>

Según Radetzki¹¹, en 1994, el mercado de gas natural en Estados Unidos es autosuficiente y la demanda en Europa Occidental y Japón es importante, esto debido al crecimiento acelerado que presentan algunos países de Asia y Europa Occidental, haciéndolos más dependientes de las importaciones de gas natural. Para esta época el mercado está representado por Estados Unidos, Canadá y la antigua Unión Soviética en casi el 75% del consumo mundial. El resto del mundo consumía menos del 20%, dentro de estas regiones se encuentra América Latina, Europa Occidental y algunos territorios asiáticos. En la tabla 4, se muestra el consumo de gas natural por sector dentro de las tres regiones más representativas.

Tabla 4. Consumo de gas natural por sector

	AMÉRICA NORTE	DEL EUROPA OCCIDENTAL	JAPÓN
1991 (% DEL TOTAL)			
Suministro y calefacción	13.0	15.4	73.2
Industrial	33.4	32.4	2.5
Residencial/comercial	37.0	47.1	0.3
Otros	16.6	5.1	24.0
Todos los Sectores	100.0	100.0	100.0
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL 1981 – 91(%)			
Suministro y calefacción	-2.2	6.0	11.4
Industrial	0.3	1.7	-1.1
Residencial/comercial	0.5	4.9	30.0
Otros	2.3	2.5	13.5
Todos los Sectores	4.0	3.7	11.1

Fuente: RADEZKI, Marian. (1994). World Demand for Natural Gas: History and Prospects. [Ebsco host]. [Consultado en 15, Marzo, 2018]. Energy Journal. 1994 Special Issue, p219-236. 18p. 5 Charts, 1 Graph. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=4&sid=f81dcc44-e8d1-482f-a7c9-6473d91ac81f%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbmc9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1s aXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=45434650&db=bth>

Hubo dos razones por las cuales los mercados de gas natural (para la época) fueron independientes entre regiones. La primera fue por la carencia de tecnología que permitiera transportar el recurso, por largas distancias, de forma rentable. Por lo tanto cada uno de los mercados como América del Norte, Europa Occidental y los mercados lejanos de oriente dependían de sus propias fuentes de suministro. Esto deja en clara desventaja a la industria del gas comparado con la petrolera, pues esta última sí contaba con un carácter global.

En la tabla 5 se muestra el comercio de gas natural, donde se evidencia el poco movimiento entre países y se observa que cada país busca sus propias fuentes. Radetzki¹² asegura que la segunda razón fue que la demanda de gas en estos mercados fueron ajustados por la regulación gubernamental de cada país, dando en cada caso objetivos diferentes.

¹¹ Ibid.

¹² Ibid.

Tabla 5. Matriz de flujo de comercialización de gas natural en MMMm3

Regiones	Usa	Europa occidental	Europa oriental	Japón	Importadores: Corea del sur, Taiwán, Singapur.	Total
Fuentes						
Canadá	58	-	-	-	-	58
Holanda	-	43	-	-	-	43
Noruega	-	26	-	-	-	26
Ex unión soviética	-	61	34	-	-	95
Argelia	1	34	-	-	-	35
Medio oriente	-	-	-	4	-	4
Lejano oriente	-	-	-	42	8	50
Australia	-	-	-	6	-	6
Total	59	164	34	52	8	317
Participación de consumo total, %	10,6	52,1	53,3	94,5	90,9	15,8

Fuente: RADETZKI, Marian. (1994). World Demand for Natural Gas: History and Prospects. [Ebsco host]. [Consultado en 15, Marzo, 2018]. Energy Journal. 1994 Special Issue, p219-236. 18p. 5 Charts, 1 Graph. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=4&sid=f81dcc44-e8d1-482f-a7c9-6473d91ac81f%40sessionmgr4008&bdata=Jmxbmc9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=45434650&db=bth>

Además Radetzki¹³ agrega que esta separación de mercado también influye en el precio del gas, pues cada región asigna, desde su costo de extracción, su valor. Es así como los precios en cada mercado se encontraban en niveles diferentes y no se movían en paralelo. En 1985 se registra el precio más bajo de importación en los Estados Unidos.

Según Miser¹⁴, actualmente el mercado de gas natural se ha vuelto importante a tal punto que Europa consume casi el 70% de gas como fuente energética. Además, los países euroasiáticos, América Latina y Estados Unidos lo usan en cantidades considerables para el desarrollo interno de su nación. Las plantas eléctricas a gas natural estadounidenses suministran más del 50% de la energía consumida en zonas residenciales y comerciales; y el 41% en las industrias, produciendo menos dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y un 1% de óxidos de azufre que las plantas de carbón.

¹³ Ibid.

¹⁴ MISER. Op. cit., p. 12.

1.2 DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DE LOS ACTORES PARTICIPANTES DEL MERCADO (PAÍSES, EMPRESAS Y TERRITORIOS)

Para realizar la descripción de los actores, primero se debe exponer cuáles son, con nombre, ubicación territorial y operativa, siendo ésta última más importante. Se hace de manera ordenada ubicando los continentes y sus respectivos actores.

1.2.1 Latinoamérica. Dentro de Latinoamérica, tres países representan el mayor porcentaje del consumo de gas natural: Argentina, Brasil y Venezuela, obteniendo la suma del 70% (119,89 MMMm³/a) del consumo latinoamericano.

Tabla 6. Tabla general de movimiento de gas natural en Latinoamérica (2015).

Pais	Reservas (MMM m3)	Producción (MMM m3)	Años restantes de produc- ción	Exportaciones (MMM m3)	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Regasificación (MMM m3)
Argentina	325	39,83	8	0,06	11,05	50,82	N.D.	10,30
Barbados	2	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Bolivia	300	21,89	14	18,11	N.D.	3,77	N.D.	N.D.
Brasil	429	24,61	17	N.D.	18,29	42,90	N.D.	15,90
Chile	40	0,95	42	N.D.	3,40	4,42	N.D.	7,10
Colombia	135	11,27	12	N.D.	N.D.	9,60	N.D.	N.D.
Cuba	11	1,14	10	N.D.	N.D.	1,14	N.D.	N.D.
República Dominicana	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,07	1,07	N.D.	2,60
Ecuador	11	0,71	15	N.D.	N.D.	0,71	N.D.	N.D.
Perú	402	15,20	26	5,51	N.D.	9,68	6,00	N.D.
Trinidad y Tobago	305	38,54	8	18,51	N.D.	20,02	20,60	N.D.
Uruguay	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,05	0,05	N.D.	N.D.
Venezuela	5.702	25,76	221	N.D.	0,41	26,17	N.D.	N.D.
TOTAL	7.662	179,90	374	42,19	34,27	170,3	26,60	35,90

Información en base a: ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-caffe/WOGR-2016.pdf

En la tabla 6 se muestra la comercialización de gas natural por parte de los países latinoamericanos.

1.2.1.1 Argentina. En 2013, en Argentina las siguientes empresas poseían aproximadamente el 90% de la producción de gas natural:

- Total (Total Austral)
- YPF
- Pan American
- Petrobras
- PlusPetro
- Tecpetrol
- Apache Energy

Según el Reporte de Energía Argentino de Enerdata¹⁵, la producción argentina creció constantemente en un 6.5% por año entre 1991 y 2004, después se mantuvo estable en 45 MMMm³/a, reportando un valor de 41 MMMm³ (miles de millones de metros cúbicos) en 2011. Para el 2015 tuvo una producción de 39,83 MMMm³/a, lo que permite observar una disminución en su producción.

Según Enerdata: "en septiembre de 2012, las reservas potenciales de gas shale en el Bloque Vaca Muerta (cuenca Neuquina) se estimaron en 19.820 MMMm³ por la Agencia Internacional de Energía. Dado el consumo promedio de gas en ese año, abastecería a Argentina por un período de más de 300 años"¹⁶. Sin embargo, las reservas totales reportadas a 2015 muestran un valor de 325 MMMm³/a, lo que Argentina sigue asegurando su capacidad energética gasífera por 8 años más.

Por su parte, para 2015 Bolivia registró una producción de 21,89 MMMm³/a lo que permite evidenciar que es un productor importante en Latinoamérica. Además, sus reservas (300 MMMm³/a) muestran capacidad para abastecer una producción de 13 años más.

➤ **Exportación e importaciones.** Argentina exporta gas natural a Chile, Uruguay y Brasil, enviando a estos dos últimos cantidades menores. Las exportaciones tuvieron un bajón debido a una fuerte caída en el mercado doméstico local que hizo que pasara de 6.6 MMmc en 2006 a 0.9 MMmc en 2009. Es decir, desde el 2008 Argentina no ha sido un exportador neto. Por el mismo lado, Chile se vio impactado negativamente, puesto que su único proveedor era Argentina; las exportaciones a Chile cayeron de 6 MMmc (2006) a 2.4 MMmc (2007) y 0.8 MMmc (2009).

¹⁵ ENERDATA, Argentina Energy Report. 2013 [Ebsco Host] [Consultado 1, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/bsi/detail/detail?vid=0&sid=5ca8ef12-d324-4773-a92f-b240e434cab7%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1ic2ktbGl2ZQ%3d%3d#AN=86150057&db=bth> p. 12.

¹⁶ *Ibíd.* p. 23.

No hay restricciones a las importaciones o exportaciones. Los precios al por mayor se han liberalizado para las transacciones entre productores y distribuidores o minoristas, y para los usuarios finales de elegibilidad desde enero de 1994.

Argentina y Chile están conectadas por 4 gasoductos principalmente:

- **GasAndes**, capacidad para transportar 3.2 millones de metros cúbicos por día (mcm). Propiedad mayoritaria de Total.
- **Gasoducto del Pacífico**, con capacidad para 3.8 mcm por día, propiedad de Total e integrado por un consorcio conformado por El Paso, Gasco, Enap y YPF.
- **GasAtacama**, capacidad de 8.2 mcm por día perteneciente a CMS y Endese.
- **NorAndino**, con 7.7 mcm por día, pertenece a Trabeltec y Southern Company.

Desde el 2009, la importación de gas natural viene desde Bolivia por tubería. La empresa más importante encargada de comercial el gas es Enersa. De acuerdo a Enerdata: "las importaciones de 2011 doblaron las de 2010, alcanzando 7.2 MMMm³/a de los cuales 1 MMMm³ fueron GNL"¹⁷.

Una de las infraestructuras para transporte de gas desde Bolivia hasta Argentina es el gasoducto GIJA (Gasoducto de Integración Juana Azurduy) que va desde Campo Grande (hasta Madrejones en Bolivia) hasta Campo Durán (Argentina). Este gasoducto cuenta con una longitud de 45 km, del cual 13 cruzan por Bolivia y el resto por Argentina. La construcción de la tubería tuvo el objetivo de incrementar las transferencias de gas desde Bolivia hacia Argentina. La tubería es operada por Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Enersa Argentina S.A.

Debido a la caída en la producción de gas y el fuerte crecimiento económico, Argentina realizó una fuerte inversión en proyectos para plantas regasificadoras de GNL. Desde el año 2009, el país ha estado recibiendo GNL en la terminal de regasificación flotante perteneciente a Excelerate Energy y Repsol (capacidad 4 MMMm³/a), localizado en Bahía Blanca. En 2011, el Terminal Escobar de GNL entra en operación en el Río Paraná, cerca de Buenos Aires. Las facilidades construidas por Enarsa y Repsol duplicaron la capacidad de importación de GNL adicionando 5.8 MMMm³/a.

El reporte de enerdata muestra que:

Argentina tiene la intención de aumentar sus importaciones de gas desde Bolivia. A fines de 2006 se firmó un contrato de suministro de más de US\$ 30 millones. Según el plan original, en 2014, después de la puesta en servicio del gasoducto

¹⁷ Ibíd. p. 13.

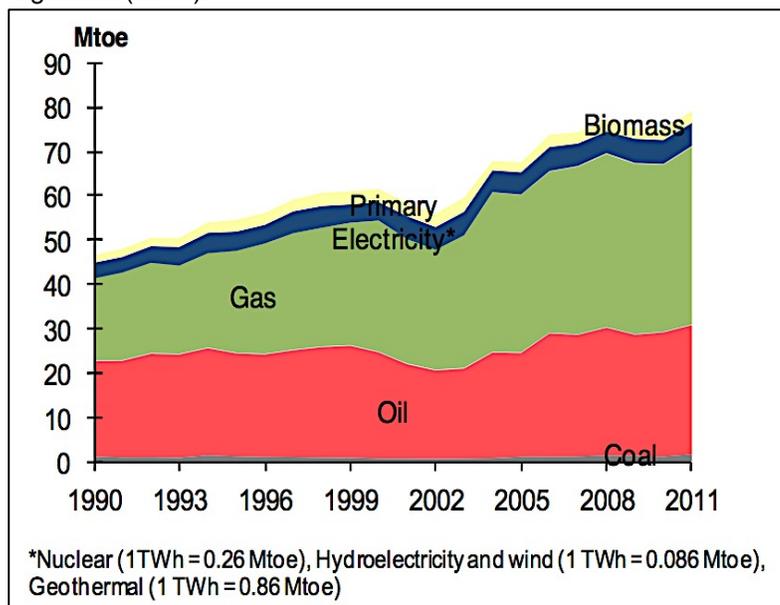
en el norte del país (GNDA), Argentina debería importar 27,7 MMm³ por día de Bolivia. El precio del gas boliviano, que probablemente será reevaluado al alza, se fijó inicialmente en US\$ 5/mmBTU. Según el acuerdo, los precios deberían estar indexados a los precios internacionales del petróleo. Además, Bolivia y Argentina firmaron un nuevo acuerdo en julio de 2012 para aumentar la venta de gas natural boliviano en 6 MMm³ por día en 2012 y 2013. Además, estipula que el gas no tendrá que ser re exportado a otro país (una medida especialmente dirigida a Chile, un país con el cual Bolivia no ha mantenido relaciones diplomáticas desde una disputa en 1987). Este acuerdo, que se reiteró en marzo de 2008, implica la construcción de un gasoducto de 1 500 km de longitud (proyecto Great North-Eastern (GNEA)), a un costo de 2 billones de USD. En febrero de 2011, Argentina abrió una licitación pública para un contrato EPC, un contrato de ingeniería básica, un contrato de evaluación de impacto ambiental y un contrato para la provisión de sistemas de control y comunicación para el gasoducto Noreste Argentino.¹⁸

Bolivia tiene una participación importante en el mercado de exportación de gas natural, suministrando a Brasil y Argentina en mayor medida. En 2014, Bolivia registró exportaciones por un monto de 16,4 MMMm³/a, siendo solamente por transporte en gasoducto; de esta parte, 11,1 MMMm³/a correspondieron únicamente a Brasil.

➤ **Consumo.** El gas natural juega un papel cada vez más importante en el consumo de energía, en detrimento del petróleo. La participación del gas en el consumo primario ha aumentado del 40% en 1990 al 51% en 2011 (estable desde 2000), mientras que la participación del petróleo ha disminuido del 46% al 37%. Por otra parte, la biomasa contribuye con un 3% a la demanda y el carbón juega un papel relativamente pequeño (2%); el resto del consumo de energía es suministrado por energía nuclear e hidroeléctrica (7%). La tasa de conexión a la red de gas natural es relativamente alta (aproximadamente 60%). En la gráfica 1 se observa la tendencia del consumo de energía primaria en Argentina en Millones de toneladas equivalente a barriles de petróleo (Mtoe). En la gráfica 2 se observa, en porcentaje, el consumo de energía en Argentina, donde se evidencia que el gas natural tiene una participación del 51%.

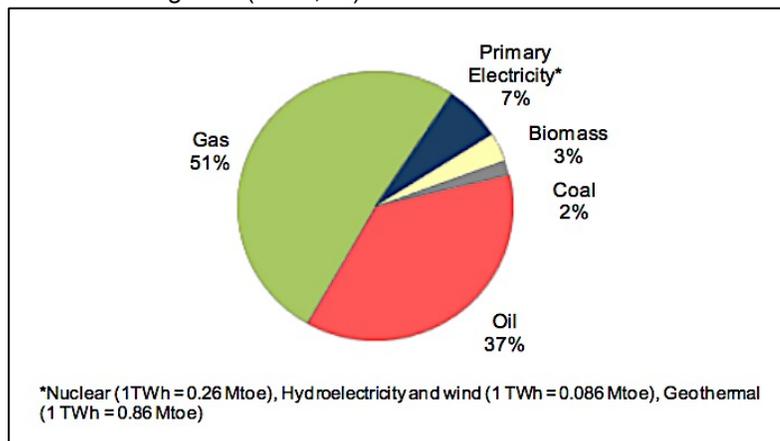
¹⁸ Ibíd. p. 24.

Gráfica 1. Tendencia de consumo por fuentes energéticas Argentina (Mtoe).



Fuente: Enderdata. Argentina Energy Report. Graph 7: Consumption trends by Energy Source (Mtoe). London; England. Feb 2013. P. 16.

Gráfica 2. Consumo total en Argentina en la participación de mercado energético (2011, %).



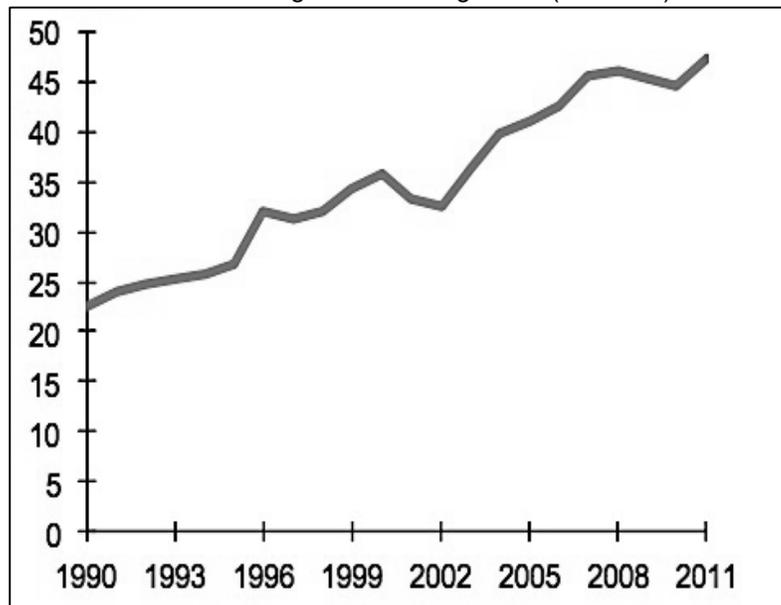
Fuente: Enderdata. Argentina Energy Report. Graph 8: Total Consumption Market Share by Energy (2011, %). London; England. Feb 2013. P. 16

Argentina es uno de los mercados mundiales más grandes de vehículos a gas natural (NGV). De hecho, gracias a una política que respalda el uso del gas (en particular a través de una tasa de impuestos inferior a la aplicada a la gasolina, que da un precio un 60% inferior al de la gasolina), el sector del automóvil del país se caracteriza por una creciente tendencia a reemplazar los vehículos de gasolina con

vehículos de GNC. En 2011, había 1,5 millones de vehículos con motores bi-fuel en la carretera, que consumían anualmente 16 mcm de gas. Un total de 1 900 estaciones de servicio proporcionan GNC.

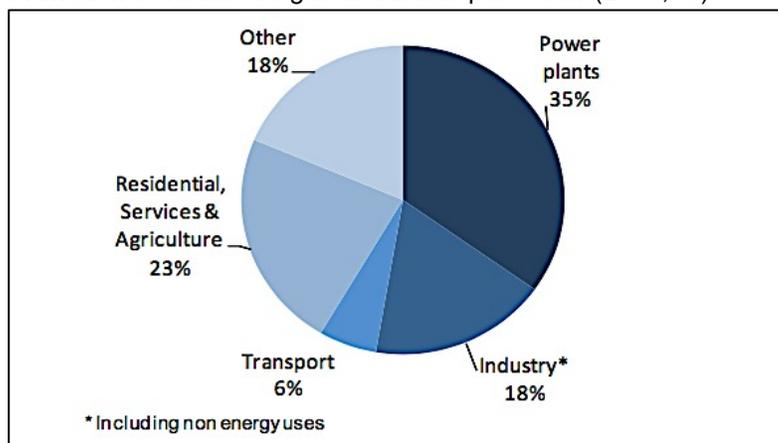
El consumo de gas natural había aumentado a un ritmo muy rápido de alrededor del 5% anual. Sin embargo, en 2009 disminuyó por primera vez desde 2002 (-3%). Ha aumentado constantemente desde entonces y alcanzó 47 MMMm3/a en 2011. En la gráfica 3 se observa el consumo argentino, desde 1990 hasta 2011. Argentina es el mayor consumidor de gas en América del Sur. La producción de electricidad absorbe aproximadamente un tercio de ese consumo. La gráfica 4 permite ver la distribución de consumo de gas por sector, donde se puede ver que el sector eléctrico se lleva el mayor porcentaje.

Gráfica 3. Consumo de gas natural Argentina (MMMm3).



Fuente: Enderdata. Argentina Energy Report. Graph 14: Natural Gas Consumption (MMMm3). London; England. Feb 2013. P. 20

Gráfica 4. Consumo de gas distribuido por sector (2011, %).



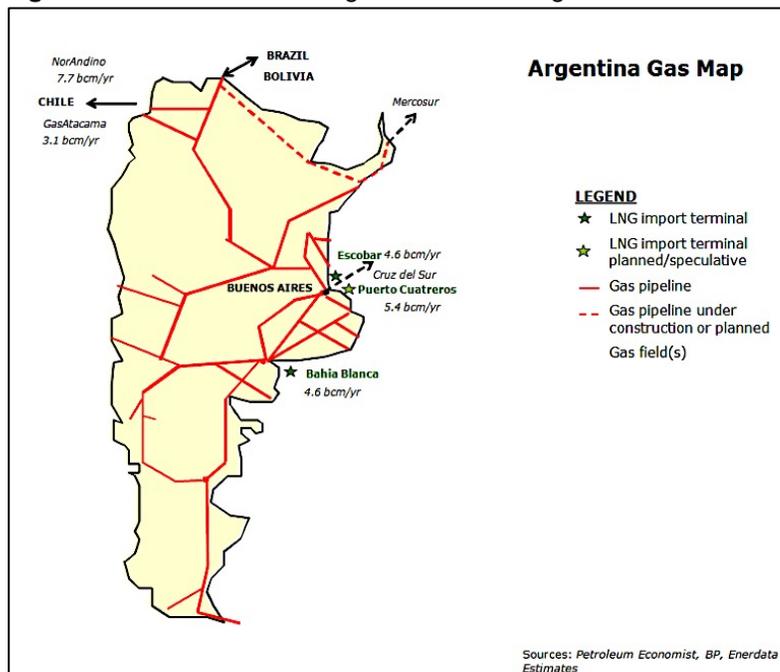
Fuente: Enderdata. Argentina Energy Report. Graph 15: Gas Consumption Breakdown by Sector (2011, %). London; England. Feb 2013. P. 20

➤ **Descripción de la infraestructura: capacidad, almacenamiento, transporte y tecnología.** En Argentina, desde 1992, dos importantes empresas han controlado el transporte de gas natural a nivel nacional, Transportadora de Gas del Sur (TGS) (controlada por Petrobras) y Transportadora del Gas del Norte (TGN) (propiedad de TeGAS NV, CGC y Total). TGS es la mayor empresa de transporte y distribuye el 60% de gas natural en Argentina, teniendo mayor participación en Buenos Aires; todo esto operando los gasoductos San Martín, Neuba I y II que suministran a la capital de las reservas sureñas del país. Por otro lado, TGN opera 2 gasoductos, uno de 900 km de largo en el norte y otro de 700 km de largo en el centro-oeste del país.

El sistema de gasoductos que conectan Comodoro Rivadavia con la provincia de Chubut tiene como longitud aproximadamente 800 km y tiene una capacidad de 1 mcm por día. La capacidad del gasoducto Gral San Martín en Tierra del Fuego incrementó de 5.4 mcm por día a 7.4 en 2011. En las figuras 1 y 2 se muestra la distribución de las redes de gasoductos que hay en Argentina.

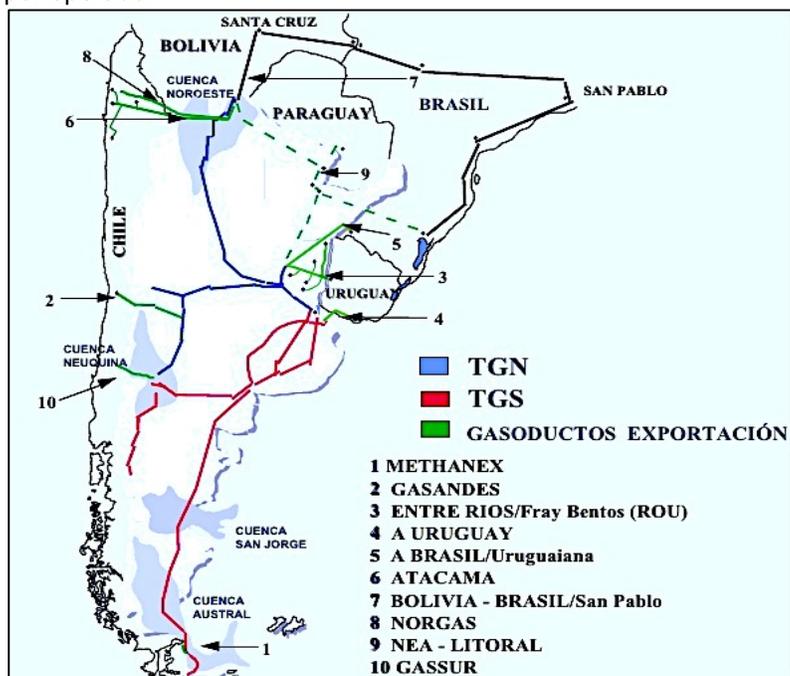
Existen 9 compañías que manejan monopólicamente la distribución de gas en la región: BAN (11%), Metrogas (29%) controlado en un 70% por YPF, Gasnor (6%), Central (7%), Cuyana (7%), Litoral (13%), Pampeana (14%), Sur (12%) and Gasnea (1%). Estas compañías tienen un "socio técnico" externo que les asiste con el know-how: British Gas hasta Diciembre de 2012 y YPF para Metrogas (Buenos Aires y alrededores); Gas Natural Fenosa para BAN (Norte de Buenos Aires); Gas de France hasta el 2005 para Gasnea; Italgas para Central y Cuyana; Camuzzi Group (Italy) para Sur y Pampeana; Petrobras para TGS (gasoductos del sur); Novacorp para TGN (gasoductos del norte); y Tractebel para Litoral.

Figura 1. Sistema de red de gasoductos en Argentina.



Fuente: Enderdata. Argentina Energy Report. London; England. Feb 2013. P. 12

Figura 2. Sistema de red de gasoductos en Argentina distribuido por operador.



Fuente: SERRANI, Héctor R. El Gas Natural. [Diapositivas]. Oct, 2009. Diapositiva 41/53.

➤ **Precios.** Cada empresa tiene una asignación del precio de gas natural. Sin embargo, esto puede cambiar según el contrato de concesión que se haya firmado por lo cual se permite modificar el precio si existe un factor externo que perjudique a productores y consumidores. Enargas es el encargado de hacer las modificaciones respectivas haciendo dos reuniones al año. “El precio para 2011 se registró en promedio USD 1.07 /kWh para los domicilios y USD 0.88 /kWh para la industria”¹⁹.

Según NRGExpert²⁰: “los distribuidores venden gas a consumidores no elegibles a precios regulados. El nivel de elegibilidad está establecido en 10,000 cm / día. Los precios del gas natural se ajustan al del petróleo, pero los aranceles sobre el gas natural se ajustan cada 6 meses en relación con un índice de los Estados Unidos y las fluctuaciones estacionales. Los precios están entre los más bajos de la región”.

1.2.1.2 Chile. Posee una de las economías más sólidas y abiertas de América del Sur. Se caracteriza por tener un amplio mercado de empresas privadas, siendo el sector energético, en su mayoría, de este modelo.

No obstante, presentar una economía sólida no garantiza que el gas natural sea su principal fuente de energía (debido a que no posee extensas reservas que lo cataloguen como un país significativo en este aspecto), pero sí le da el poderío para suplir la generación de energía por otros métodos. Sin embargo, aunque su economía no es dependiente del gas natural, influyen varios actores privados que permiten la competencia para su comercialización y consumo interno.

Hasta el año 2012, Chile registraba varios proveedores para obtener gas natural y suplir su mercado interno, como complemento de la demanda que venía desde Argentina, no obstante, la mayor parte del gas provenía de Argentina. Ha realizado importantes avances para la importación de GNL adquiriendo dos plantas para regasificación. Por otra parte, la empresa encargada de producir gas natural (ENAP, Empresa Nacional del Petróleo) tiene a cargo la región de Magallanes (sur de Chile) para extraer el recurso.

Para 2012, de acuerdo con NRGExpert²¹, habían 8 distribuidores de gas en Chile. Metrogas y GasValpo son las más representativas (siendo propiedad de Gasco y

¹⁹ Ibid. p. 15.

²⁰ NRGExpert. Shale Gas Report. Chapter 1: Executive summary – Overview. [Ebsco host]. [Consultado en 9, Julio, 2018]. Londre, 2012. Archivo en PDF. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2070/ehost/detail/detail?vid=17&sid=fa64337d-0547-448d-aa7c-59be1724e08a%40sessionmgr102&bdata=Jmxhbmc9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#db=bth&AN=117502902> p. 13

²¹ Ibid. p. 14.

Australian Gas Light respectivamente). Es importante denotar que en este país los precios están regulados para su comercialización.

1.2.1.3 Brasil. Debido al incentivo de promover la seguridad energética, y al ser Brasil un país dependiente de la energía a base de hidroeléctricas (del cual tienen riesgo de desabastecimiento en las sequías), ha aumentado el consumo de gas promoviendo leyes. Esto permitió un aumento en el consumo a 2010, registrando un incremento del 12% en el consumo de gas natural.

En 1997 salió una ley (Ley de Regulación del Petróleo) que permite, desde entonces, la participación del sector privado en la exploración y producción del sector de petróleo y gas, además de la refinación, transporte, distribución, importación y exportación, proyectos de cogeneración y construcción y operación de centrales eléctricas. Antes de esta ley, las actividades estaban monopolizadas por Petrobras, compañía estatal brasileña de petróleo y gas; esta empresa ahora debe competir con las empresas del sector privado.

El reporte de NRGExpert²² menciona que Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), domina el sector del gas y posee el 90% de las reservas del país. Petrobras es la empresa más grande de Brasil. Su negocio principal incluye exploración y producción, refinación, procesamiento, transporte y comercialización de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural. También posee importantes reservas de gas y producción en Bolivia, y tiene acceso preferencial al gasoducto Bolivia-Brasil Gasbol.

Petrobras también es el principal importador de gas. Prácticamente suministra todo el gas natural en el país. La compañía también está expandiendo sus intereses en el transporte y la distribución de gas, así como en la generación térmica a gas. Según NRGExpert²³, el sector de distribución ha sido parcialmente privatizado por los estados. Debido a que Brasil mantiene un sistema de gobierno federal, muchos gobiernos estatales ahora están asumiendo pesadas responsabilidades fiscales. En un esfuerzo por aumentar el capital de trabajo necesario, los gobiernos estatales han comenzado a vender sus compañías estatales de distribución de gas natural.

El sector del gas natural está parcialmente privatizado y en respuesta al nuevo entorno competitivo. Petrobras, el principal actor en el mercado, ha logrado una reestructuración interna, tomando medidas para transformarse de una compañía petrolera nacional monopólica en una empresa de energía internacional eficiente y diversificada.

²² *Ibíd.* p. 13.

²³ *Ibíd.* p. 14.

1.2.1.4 Venezuela. El país tiene las mayores reservas de gas natural de América del Sur, el segundo más grande de América y el octavo más grande del mundo. Se estima que sus reservas de 5,7 billones de m³ duren más de 100 años según las tasas de producción actuales. En un intervalo de tiempo, después de 2010, Venezuela recibió gas natural desde Colombia para satisfacer la demanda interna del país (31 MMMm³ por año) debido a la baja productividad que presentaba Venezuela en ese entonces. El gas natural suple el 34 % de la participación en el suministro energético del país. Venezuela tiene poca participación privada debido a la incertidumbre política por la que atraviesa la nación.

La principal compañía (estatal) encargada de la industria petrolera y gasífera es PDVSA, una de las más grandes del mundo. Esta compañía no puede privatizarse debido a la constitución venezolana, por lo que es el único actor que maneja sector gasífero convirtiéndolo en un monopolio. A pesar de eso, ha tenido participación en proyecto conjuntos con compañías extranjeras como Shell.

La infraestructura actual de gas natural consta de 4,800 km de tuberías y Venezuela está buscando inversores extranjeros para ayudar a expandir esta red. En los próximos 10 años se planean construir cerca de 7 nuevos ductos como parte de un proyecto de gas natural, esto tendría un costo aproximado de 8 a 10 mil millones USD, con el fin de disminuir la dependencia del país con el petróleo.

Venezuela está interesada en conectar su red de distribución de gas con Colombia. A través de Colombia, Venezuela podría conectar con el continente sudamericano. También está interesado en unirse con el norte de Brasil.

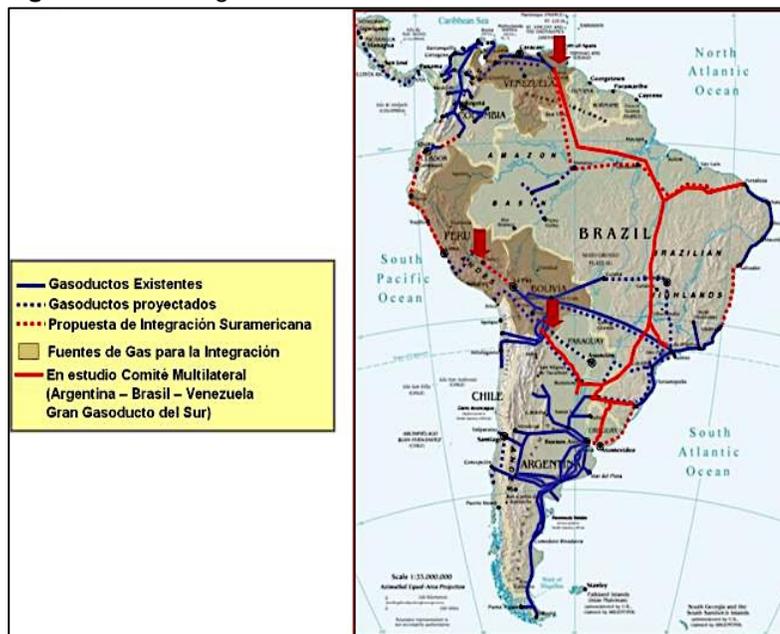
Según el reporte hecho por NRGExpert²⁴, la demanda interna de gas es relativamente baja; en gran medida porque la industria hidroeléctrica, altamente desarrollada de Venezuela, hasta ahora ha impedido el uso de gas para la generación de energía. Aproximadamente el 60% de la producción de gas del país es consumida por la industria petrolera (reinyectando el gas en los campos o quemándolo); alrededor del 10% se utiliza para generación electricidad; 6% se usa en la producción petroquímica; y el resto es utilizado principalmente por clientes industriales o comerciales en grandes ciudades.

“Los precios al productor son fijados por el Ministerio de Energía y Minas. Las tarifas de transporte están reguladas. La tarifa de los usuarios finales es establecida por el Ministerio de Energía, Comercio y Producción bajo el asesoramiento del Ente Nacional del Gas (ENAGAS)”²⁵. En la figura 3 se observa la redes de gasoductos que operan en Latinoamérica.

²⁴ Ibíd. p. 328.

²⁵ Ibíd. p. 328.

Figura 3. Red de gasoductos en Latinoamérica.



Fuente UNASUR. Gobierno Bolivariano de Venezuela. Potencialidades energéticas y de integración de Venezuela con países vecinos [Diapositivas]. Enero, 2008. Diapositiva 8. Disponible en <https://dokumen.tips/documents/potencialidades-energeticas-y-de-integracion-de-venezuela-con-paises-vecinos.html>

1.2.1.5 Colombia. Debido a la permanente guerra interna, narcotráfico y corrupción que ha azotado al territorio y su población, Colombia no ha podido entrar en la fase de desarrollo pleno que le permita codearse con países de primer mundo. Sin embargo, aun teniendo estos problemas, ha podido tener ciertos avances económicos (mayor competitividad). Aunque la seguridad tuvo una mejoría en la última década, el conflicto bélico interno sigue afectando el sector energético, especialmente la industria petrolera y gasífera.

La exploración, producción y expansión de gasoductos siguen teniendo un valor muy bajo. El entorno legal poco atractivo y los impuestos excesivos manifiestan el bajo nivel de inversión (nacional y extranjera). Las reservas de gas natural son bajas (135 MMMm³/a) y tienen un tiempo de producción (11,27MMMm³/a) a futuro aproximadamente de 12 años. La producción satisface la demanda interna correspondiente a 9,60 MMMm³/a (dato 2016). Actualmente Colombia no cuenta con exportaciones significativas, sin embargo está conectado al gasoducto Antonio Ricaurte que une al país con Venezuela. Por este se enviaron en promedio 1,1 MMMm³ por año en el periodo 2007 – Junio 2015.

La industria del gas está regulada por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y la UMPE (Unidad de Planeación Minero-Energética), organizaciones

estatales que regulan la industria y supervisa el mercado de distribución. Además, tarifas de transmisión y distribución están reguladas por la CREG.

Ecopetrol maneja la exploración, producción y el desarrollo de las reservas de gas natural. Anteriormente existía la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) la cual manejaba los procesos de transporte por gasoductos. Según Caracol Radio²⁶, en 2006 la empresa se vendió a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá por un valor de 3,23 billones de pesos (COP) y se transformó en la empresa Transportadora de Gas del Interior (T.G.I) que más adelante cambió su nombre por Transportadora de Gas Internacional (TGI).

TGI es la encargada de distribuir el gas por 3 líneas troncales que abastecen las redes internas de Colombia. Existen otras compañías privadas que poseen y operan porciones más pequeñas del sistema de redes de gasoductos. La empresa más importante actualmente es Promigas S.A., la cual opera los gasoductos de la zona norte del país (costa atlántica). Las actividad de venta *retail* se pueden llevar a cabo con distribución.

Según NRGExpert²⁷, T.G.I. opera una red de gasoductos de aproximadamente 3 662 km, de los cuales 1187 km se operan directamente y 2475 km están bajo contratos BOMT. Promigas opera alrededor de 7000 km de gasoductos y sus subsidiarias poseen 2680 km. Alrededor del 44% del gas natural de Promigas se suministra a través del sistema (20,87 Mm³/día). El sector aguas abajo de (distribución) está parcialmente privatizado. Gasco es el responsable de la distribución de GLP. El acceso operado por terceros es regulado.

➤ **Producción y reservas.** En Colombia hay varios campos de producción de gas natural, las cuencas de la Guajira y de los Llanos Orientales son las de mayor producción. La producción de gas está dada por los siguientes campos presentes en el cuadro 1. En ella se puede ver la empresa que la opera y el departamento en el cual se ubica.

Cuadro 1. Campos producción de gas natural, Colombia.

CAMPO	EMPRESA	DEPARTAMENTO
ARIANNA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	CORDOBA
ARJONA	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.	CESAR
BALLENA	CHEVRON - TEXACO	GUAJIRA

²⁶ CARACOL RADIO. Por \$3,2 billones el gobierno vendió Ecogas [sitio web] Bogotá DC.co. sec. Economía. 06, Diciembre, 2006. [Consultado 11, Julio,]. Disponible en http://caracol.com.co/radio/2006/12/06/economia/1165403400_365330.html

²⁷ NRGExpert. Op. cit. p. 322.

Cuadro 1. (continuación)

CAMPO	EMPRESA	DEPARTAMENTO
BONGA	HOCOL S.A.	SUCRE
BULLERENGUE	LEWIS ENERGY COLOMBIA, INC	ATLANTICO
CALONA	VERANO ENERGY (BARBADOS) LIMITED	CASANARE
CAÑAFLECHA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	CORDOBA
CAPURE	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	MAGDALENA
CARAMELO	LEWIS ENERGY COLOMBIA, INC	CESAR
CERRITO	PETROSOUTH ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	NORTE DE SANTANDER
CERRO GORDO	WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S	NORTE DE SANTANDER
CHUCHUPA	CHEVRON - TEXACO	GUAJIRA
CLARINETE	CNE OIL AND GAS S.A.S	CORDOBA
CLARINETE	CNE OIL AND GAS S.A.S	SUCRE
COMPAE	TEXICAN OIL & GAS S.A. SUCURSAL COLOMBIA	CESAR
CORRALES	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	BOYACA
COTORRA	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	MAGDALENA
CUPIAGUA	ECOPETROL	CASANARE
CUPIAGUA SUR	ECOPETROL	CASANARE
CUSIANA	ECOPETROL	CASANARE
CUSIANA NORTE	ECOPETROL	CASANARE
GALA	ECOPETROL	SANTANDER
GUADUAS	SIPETROL S.A.	CUNDINAMARCA
JUAPE	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.	CASANARE
KANANASKIS	VERANO ENERGY (BARBADOS) LIMITED	CASANARE
KATANA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	CORDOBA
LA CRECIENTE	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	SUCRE
LA CRECIENTE-D	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	SUCRE
LA ESTANCIA	LEWIS ENERGY COLOMBIA, INC	CESAR
LA PUNTA	ECOPETROL	CASANARE
LIEBRE	PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC.	SANTANDER
LISAMA	ECOPETROL	SANTANDER
LISAMA NORTE	ECOPETROL	SANTANDER
LLANITO	ECOPETROL	SANTANDER
MAMEY	HOCOL S.A.	SUCRE
MANA	INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION	TOLIMA

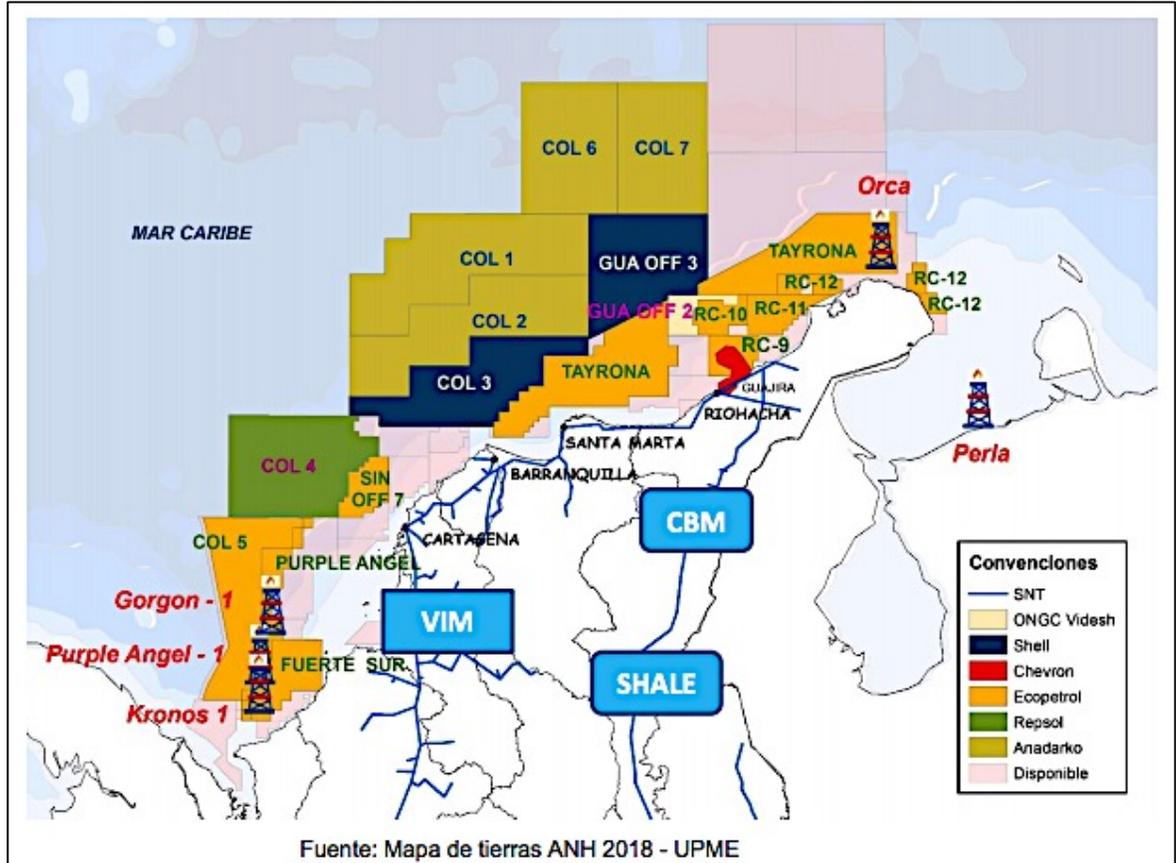
Cuadro 1. (continuación)

CAMPO	EMPRESA	DEPARTAMENTO
MANAMO	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	MAGDALENA
MATACHIN NORTE	HOCOL S.A.	TOLIMA
NÍSPERO	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	SUCRE
NUTRIA	ECOPETROL	SANTANDER
OPON	COMPAÑIA OPERADORA PETROCOLOMBIA S.A.S - COPP	SANTANDER
PALERMO	ECOPETROL	HUILA
PALMER	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	CORDOBA
PAUTO SUR	EQUION ENERGIA LIMITED	CASANARE
PEDERNALITO	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	MAGDALENA
PULI	HOCOL S.A.	CUNDINAMARCA
RAMIRIQUI	CEPSA COLOMBIA S.A.	CASANARE
RIO CEIBAS	ECOPETROL	HUILA
RIO OPIA	INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION	TOLIMA
SANTA CLARA	ECOPETROL	HUILA
SANTO DOMINGO	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.	CASANARE
SANTO DOMINGO NORTE	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.	CASANARE
T-BURNS	PETROSOUTH ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	NORTE DE SANTANDER
TESORO	ECOPETROL	SANTANDER
TOPOSI	LEWIS ENERGY COLOMBIA, INC	CESAR
TOQUI-TOQUI	HOCOL S.A.	TOLIMA
YARIGUI-CANTAGALLO	ECOPETROL	SANTANDER
YARIGUI-CANTAGALLO	ECOPETROL	BOLIVAR

Fuente ANH. Balance Producción Gas 22122017. [sitio web] [consultado 24, Julio, 2018]. Sec. Sistema integrado de operaciones. 22, diciembre, 2017. Archivo en EXCEL. Disponible en http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Balance%20Produccion%20Gas%202017_22122017.xlsx

En la figura 4 se muestran las áreas donde se tienen exploraciones para aumentar las reservas. Estas áreas son Offshore y generan gran expectativa para el desarrollo gasífero en Colombia. El pronóstico que se le da para la entrada de producción a estos campos está situado en el año 2027.

Figura 4. Expectativas en áreas Offshore.



Fuente: UMPE. Implementación plan de abastecimiento. [sitio web] [consultado en 24, Julio, 2018]. Bogota DC.co. sec. Hidrocarburos. 2017. Archivo en PDF. http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Implementacion_Plan_abastecimiento_GN.pdf. p. 6.

➤ **Exportaciones e importaciones.** Según TGI²⁸, Como respaldo a la oferta nacional, además de contar con una conexión por gasoducto con Venezuela con capacidad de 14.158,4 M3 por día como alternativa de importación, Colombia también se integró al mercado internacional de GNL, por medio de una planta de regasificación de 11.326,7 M3 por día ubicada en la Costa Atlántica que entró en operación a partir del 2017.

La planta de regasificación de GNL Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC) se encuentra ubicada en Cartagena. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de 170 mil M3. Esta planta le entrega gas natural a las termoeléctricas del país Tebsa, Termocandelaria y Zona Franca Celsia que le brindan energía eléctrica a

²⁸ TGI. Datos de la industria. [sitio web]. [consultado en 27, Julio, 2018]. Bogotá DC.co. sec. Industrial del gas natural. Disponible en <https://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/datos-de-la-industria>

toda la costa atlántica. Según el portal Caracol²⁹, hasta diciembre de 2017 se recibieron 219 mil m3 de GNL.

La obra costó 450 millones USD, 150 millones USD en la construcción de la planta de regasificación y 300 millones USD en la unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU).

Actualmente Colombia sigue esperando que se cumpla el acuerdo firmado en 2007 en el cual Venezuela se comprometía a venderle gas natural a Colombia desde 2012. En la tabla 7 se muestra exportaciones que se dieron desde Colombia hacia Venezuela desde el 2008 hasta el 2015. Los precios a la venta se tomaron como referencia en cabeza de pozo (Campo Ballena).

Tabla 7. Exportaciones de gas natural desde Colombia hacia Venezuela.

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gas Entregado (MPCD)	147	180	156	205	187	176	98	38
Precio Promedio USD/KPC	4,45	3,38	4,07	5,14	6,05	5,89	5,44	4,14

Fuente: PROMIGAS. Informe del sector gas natural Colombia. [sitio web]. [consultado en 27, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en [http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe%20 del%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202017.pdf](http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202017.pdf) p. 95.

El inicio de las importaciones venezolanas se ha venido dilatando por diferentes motivos, y hasta la fecha, no se tiene certeza de cuándo podrían comenzar y cómo sería la metodología para la fijación de precios de dichas importaciones.

➤ **Consumo.** El cuadro 2 muestra la lista de las empresas que operan la distribución de servicios de gas natural en retail.

Cuadro 2. Lista de empresas de gas natural en Colombia.

Nombre	Sigla	Ciudad Sede
Alcanos De Colombia Área Exclusiva Centro Y Tolima		Ibagué
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	ALCANOS DE COLOMBIA	Neiva (Huila)
Disticon S.A.S E.S.P	DISTICON	Soata (Boyacá)
Edalgas S.A. E.S.P.		Ibagué (Tolima)
Efigas Gas Natural S.A. E.S.P.	EFIGAS S.A. E.S.P.	Manizales (Caldas)
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.	ENERCA S.A. E.S.P.	Yopal (Casanare)

²⁹ CARACOL RADIO. Terminal de regasificación de Cartagena cumple un año de operación [sitio web] Bogotá DC.co. sec. Cartagena. 11, Diciembre, 2017. [Consultado 12, Julio,]. Disponible en http://caracol.com.co/emisora/2017/12/11/cartagena/1513030648_780491.html

Cuadro 2. (continuación)

Nombre	Sigla	Ciudad Sede
Empresa Integral De Servicios Op&S Construcciones S.A. E.S.P.	OP&S S.A. E.S.P.	Ibagué (Tolima)
Empresa Mixta De Gas	EMEGAS	Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Empresa Municipal De Servicios Públicos De Orocué Sa Esp	EMSPOROCUE	Orocué (Casanare)
Empresa Municipal De Servicios Públicos De Puerto Parra Emsepar E.S.P. S.A.	EMSEPAR E.S.P. S.A.	Puerto Parra (Santander)
Empresas Públicas De Medellín E.S.P.	EEPPM	Medellín (Antioquia)
Energy Gas S.A.S E.S.P	ENERGYGAS	Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Eos Energy Sas Esp		Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Espigas S.A. E.S.P.	ESPIGAS S.A. E.S.P.	Floridablanca (Santander)
G 8 Proyectos Energéticos S.A.S. E.S.P.	G 8 PROYECTOS ENERGETICOS S.A.	Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Gas De La Orinoquia S.A E.S.P	GASORINOQUIA	Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE	Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Gas Natural Del Cesar S.A. E.S.P.	GASNACER S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	GASORIENTE S.A. E.S.P	Bucaramanga (Santander)
Gas Natural S.A E.S.P	GAS NATURAL S.A. E.S.P	Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	GASES DE LA GUAJIRA	Riohacha (La Guajira)
Gases De Occidente Área Exclusiva		Cali (Valle)
Gases De Occidente S.A. E.S.P.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	Cali (Valle)

Cuadro 2. (continuación)

Nombre	Sigla	Ciudad Sede
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Barranquilla (Atlántico)
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P.	CUSIANAGAS S.A. E.S.P.	Yopal (Casanare)
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	LLANOGAS S.A. E.S.P.	Villavicencio (Meta)
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	GASES DEL ORIENTE	Cúcuta (Norte De Santander)
Gases Del Sur De Santander S.A. E.S.P.	GASUR	Barbosa (Santander)
Global, Redes Y Obras S.A.S. E.S.P.	GRO S.A.S. E.S.P.	Ibagué (Tolima)
Gni Gas Natural Industrial De Colombia S.A. E.S.P		Santafé De Bogotá D.C. (Bogotá)
Hega S.A. E.S.P.	HEGA S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)
Ingeniería Y Servicios S.A. E.S.P.	INGENIERIA Y SERVICIOS E.S.P.	Bucaramanga (Santander)
Keops & Asociados S.A.S E.S.P	KEOPS	Bogotá D.C.
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	Acacias (Meta)
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P	METROGAS S.A. E.S.P	Floridablanca (Santander)
Nacional De Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P.	NSP S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
Promesa S.A. E.S.P.	PROMESA S.A. E.S.P.	Bucaramanga (Santander)
Promigas S.A. E.S.P.	PROM	Barranquilla (Atlántico)
Promotora De Servicios Públicos De Urabá S.A. E.S.P	LINEAGAS- GAS DOMICILIARIO	Apartado (Antioquia)
Promotora De Servicios Públicos S.A. E.S.P.	PROVISERVICIOS	Bucaramanga (Santander)
Redegas Domiciliario Sa Esp	RDG ESP	Bogotá D.C
Servicios Públicos Y Gas S.A E.S.P.	SERVIGAS S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)

Cuadro 2. (continuación)

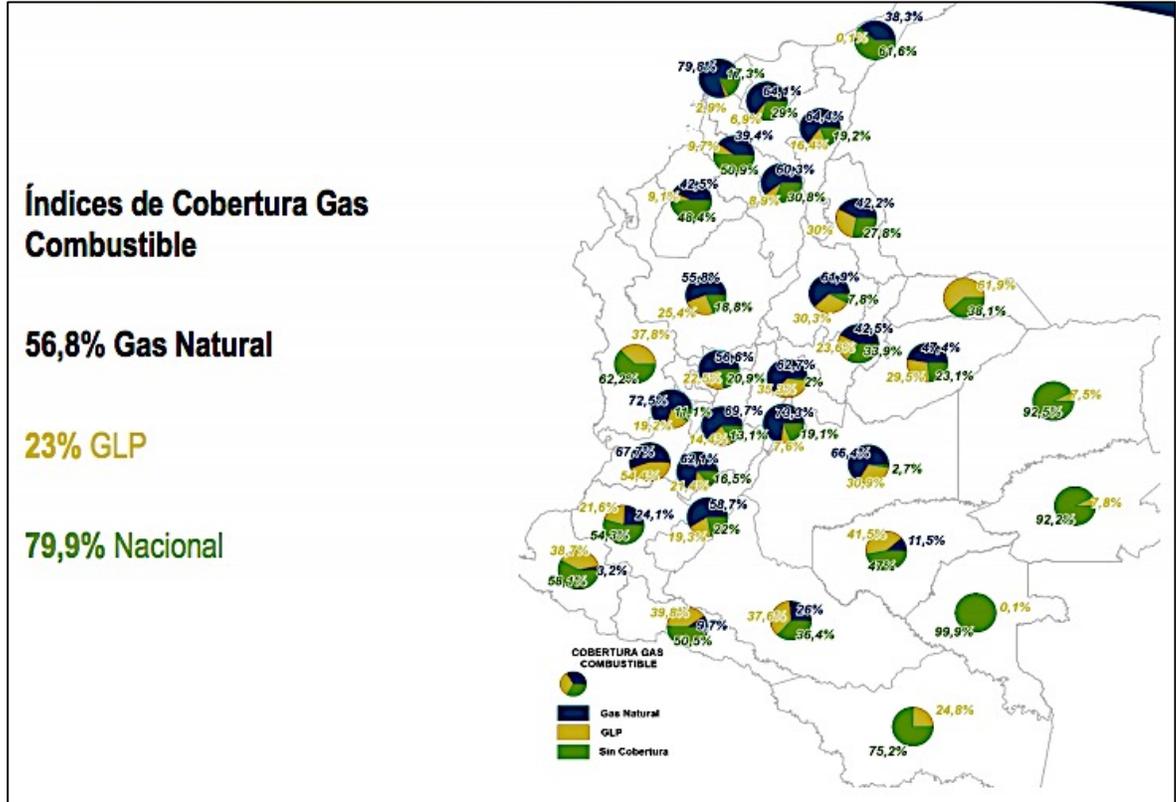
Nombre	Sigla	Ciudad Sede
Servicios Pýblicos Ingeniería Y Gas S.A. E.S.P.	SERVINGAS	Ibagué (Tolima)
Sociedad De Unidad Empresarial De Servicios Pýblicos Publiservicios S.A.		Garagoa (Boyacá)
Surcolombiana De Gas S.A. E.S.P.	SURGAS S.A. E.S.P.	Neiva (Huila)
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	SURTIGAS S.A. E.S.P.	Cartagena De Indias (Bolívar)
Universal De Servicios Pýblicos Sa Esp		Medellín
Vida Gas Por Naturaleza S.A E.S.P.	VIGAS S.A E.S.P.	Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)
Yavegas S.A. E.S.P.	YAVEGAS S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C. (Bogotá, D.C.)

Fuente: CREG. Lista sector Gas. [sitio web]. Bogotá DC.co. sec. Directorio. [Consultado 20, Julio, 2018]. http://cregas.creg.gov.co/pls/directdcd/directorio_fmt.listar_sector_gas?sectact=GD

El consumo nacional está distribuido en el sector industrial, el térmico, el Gas Natural Vehicular (GNV), de servicios y domiciliario. Según la UMPE³⁰, el país cuenta con una cobertura del 56,8% para hogares, de los cuales 708 de 1122 municipios cuentan con el suministro de gas natural. En la figura 5 se observa la cobertura de gas combustible en Colombia.

³⁰ UMPE. Implementación plan de abastecimiento. [sitio web] [consultado en 24, Julio, 2018]. Bogota DC.co. sec. Hidrocarburos. 2017. Archivo en PDF. http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Implementacion_Plan_abastecimiento_GN.pdf. p. 23.

Figura 5. Cobertura de gas natural en Colombia.



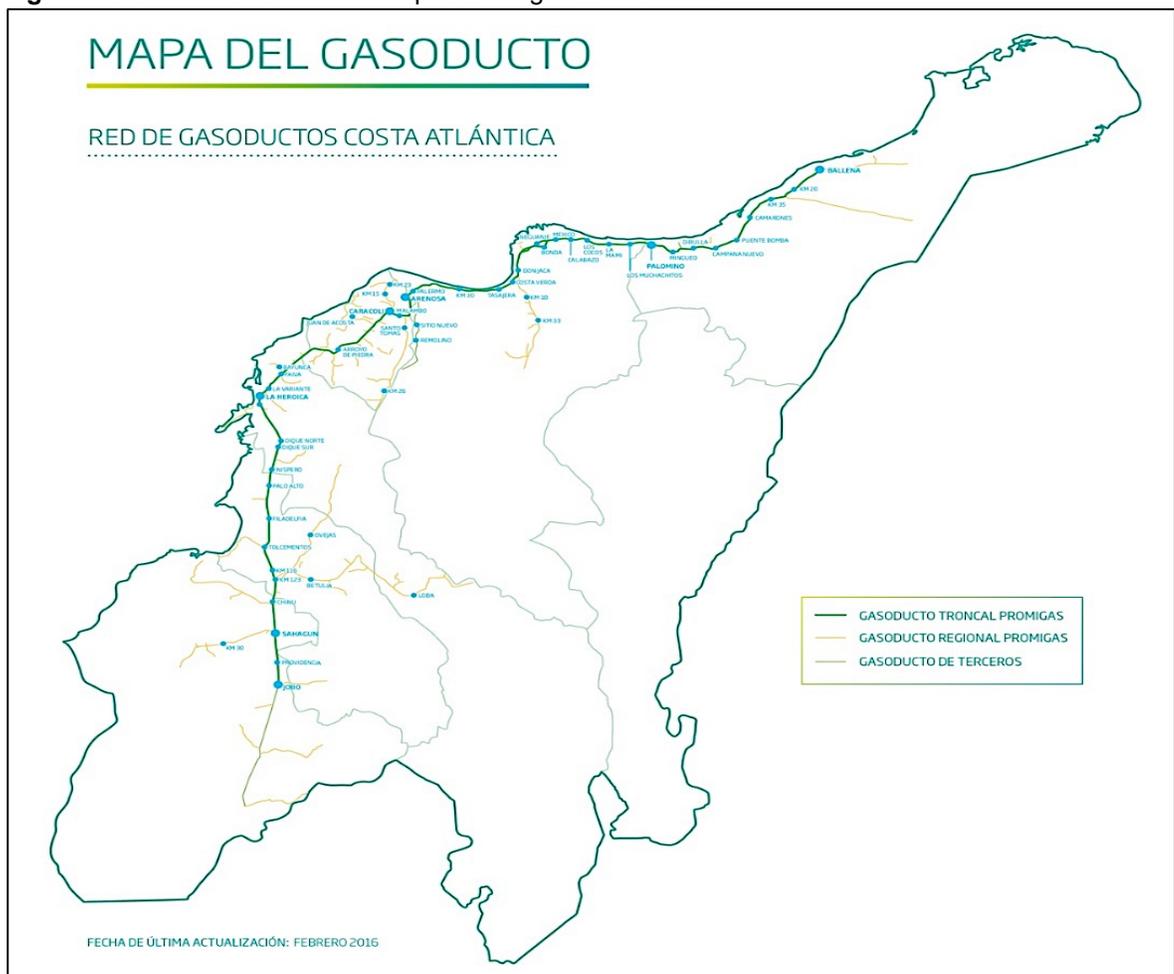
Fuente: UMPE. Implementación plan de abastecimiento. [sitio web] [consultado en 24, Julio, 2018]. Bogota DC.co. sec. Hidrocarburos. 2017. Archivo en PDF. http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Implementacion_Plan_abastecimiento_GN.pdf. p. 24.

➤ **Descripción de la infraestructura: capacidad, almacenamiento, transporte y tecnología.** Promigas controla casi en su totalidad el suministro de gas natural mediante gasoductos en la zona norte de Colombia. En la figura 6 se observa el mapa de gasoductos del norte de Colombia controlado por Promigas. Según PROMIGAS³¹, este gasoducto está compuesto por dos líneas Ballena – Cartagena y Cartagena – Jobo. El primero, con una longitud total de 673,3 Km. de tubería, transporta gas natural proveniente de los campos del departamento de La Guajira (Chuchupa y Ballena). El gas recibido en la Estación Ballena (La Guajira) y se transporta hasta las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena, suministrando a lo largo del recorrido a poblaciones aledañas, plantas termoeléctricas de la costa norte, distribuidoras e industrias.

³¹ PROMIGAS. Mapa del gasoducto. [sitio web]. [consultado el 28, Julio, 2018]. Barranquilla.co. Sec. Procedimientos operacionales. Disponible en <http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

De acuerdo con PROMIGAS³², la segunda línea tiene una longitud de 193 km y transporta gas natural originario de los yacimientos La Creciente y Arianna, ubicados en los municipios de San Pedro (Sucre) El Viajano (Córdoba) respectivamente. El gas de estos campos es proveído Cartagena hasta Caucasia. Además, la línea puede tener incorporaciones de gas proveniente de la Guajira en tal caso que no cuente con producción de los campos La Creciente y Arianna. Promigas también cuenta con sistemas regionales de transporte con una longitud total de 871,7 km de tubería y la red de distribución de Barranquilla, esta última con una longitud de 76,3 Km, para atender los diferentes consumidores del sector industrial, domiciliario, vehicular y termoeléctrico.

Figura 6. Gasoductos controlados por Promigas – Colombia.



Fuente PROMIGAS. Mapa del gasoducto. [sitio web]. [consultado el 28, Julio, 2018]. Barranquilla.co. Sec. Procedimientos operacionales. Disponible en <http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

³² PROMIGAS. Mapa del gasoducto. [sitio web]. [consultado el 28, Julio, 2018]. Barranquilla.co. Sec. Procedimientos operacionales. Disponible en <http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

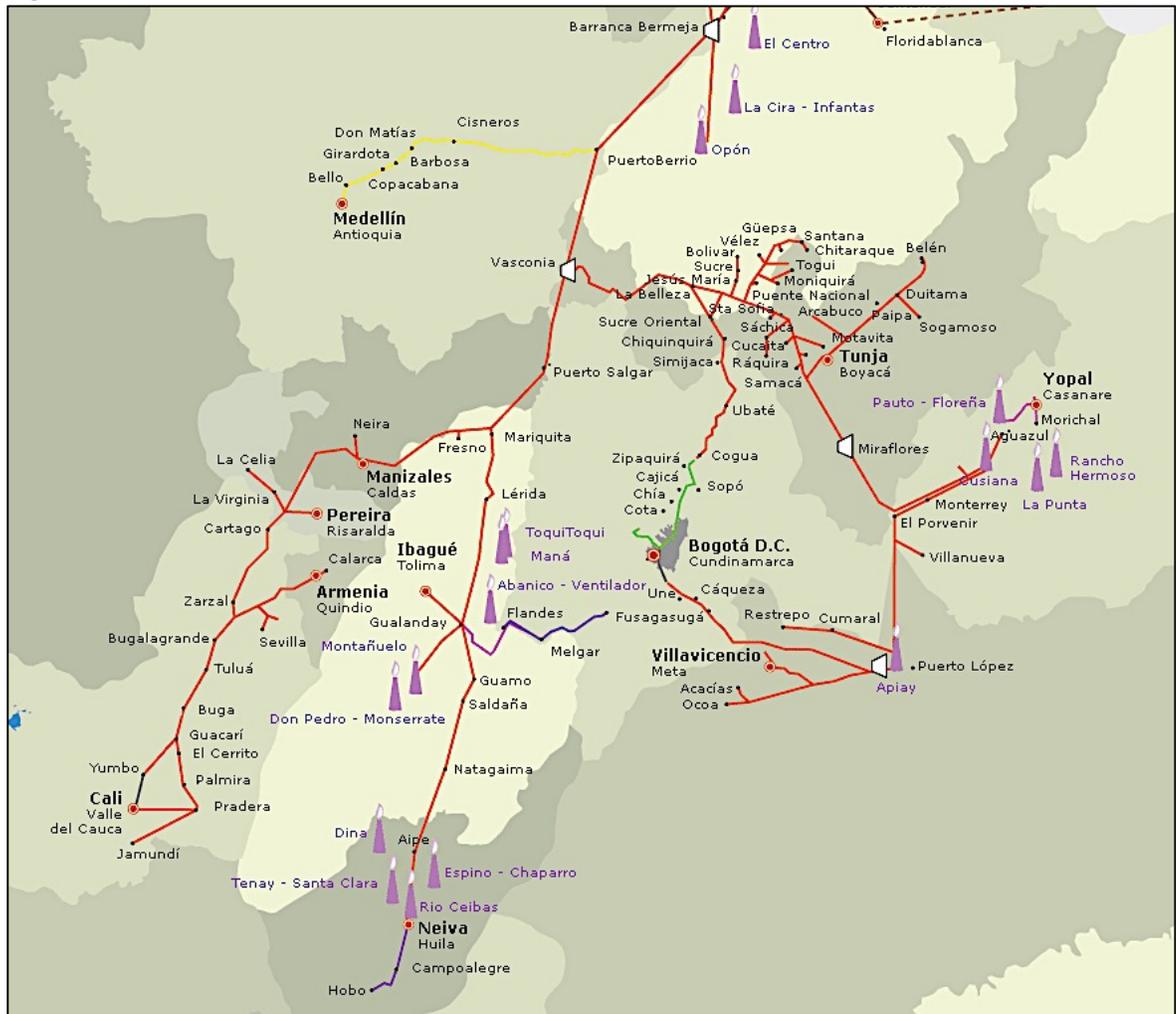
En la figura 8 y 9 se aprecia la red completa de gasoductos que compone el SNT (Sistema Nacional de Transporte).

Figura 8. Sistema Nacional de Gasoductos en Colombia Zona Norte.



Fuente: ECOPEPETROL. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia. [sitio web]. [consultado en 19, Julio, 2018]. Bogota DC.co. Disponible en <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/gasoductos-y-campos-de-gas-natural-en-colombia>

Figura 9. Sistema Nacional de Gasoductos en Colombia Zona Centro.



Fuente: ECOPEPETROL. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia. [sitio web]. [consultado en 19, Julio, 2018]. Bogota DC.co. Disponible en <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/gasoductos-y-campos-de-gas-natural-en-colombia>

1.2.2 Norteamérica.

Tabla 8. Tabla general de movimiento de gas natural en Norteamérica (2015).

País	Reservas (MMM m3)	Producción (MMM m3) *	Años restantes de producción	Exportaciones (MMM m3)	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Regasificación (MMM m3)
Canadá	2.089	163,51	13	78,24	19,44	102,26	N.D.	N.D.
México	257	41,71	6	0,11	35,83	78,45	N.D.	N.D.
Estados Unidos	8.630	754,42	11	48,55	75,01	766,42	2,00	N.D.
TOTAL	10.976	959,64	30	126,90	130,28	947,13	2,00	0,00

Información en base a: ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf

Los mercados de gas de Norteamérica están parcialmente desregulados debido a que en los Estados Unidos varían las leyes de estado a estado y en Canadá de provincia a provincia. La industria estadounidense del gas natural es de particular interés porque fue el primer país en usar gas natural y durante muchos años fue el único consumidor importante en el mundo, mientras que otros países dependían del gas de carbón destilado, que por supuesto estaba disponible en los Estados Unidos antes de que el gas natural entrara en marcha. En la tabla 8 se muestran cómo se movió el mercado de gas en Norteamérica en el 2015.

1.2.2.1 Estados Unidos. Según NRGExpert³⁴, la Administración de Información Energética de Estados Unidos ha descrito la industria del gas del país en cuatro "épocas", que encierran su desarrollo históricamente desde su inicio hasta la actualidad. El primero de ellos es la época de desarrollo (1910 a 1950). Esta fue seguida por la época de regulación (1950 a 1970), que derivó a la época de la ineficiencia del mercado (desde finales de 1970 hasta mediados de 1980). Finalmente, ahora estamos viviendo en la época del ajuste/reestructuración/desregulación, que comenzó a fines de la década de 1980 y continúa hoy.

Estado Unidos representa las mayores reservas, producción y consumo de Norteamérica, siendo el eje más importante para el desarrollo de la industria gasífera mundial.

De acuerdo con NRGExpert³⁵, antes del proceso de reestructuración en la década de 1990, muchas plantas de procesamiento de gas natural eran propiedad de empresas de petróleo y gas natural y las operaban como parte de la producción total

³⁴ NRGExpert. Op. cit., p. 10.

³⁵ Ibíd. p. 10.

de energía. Durante 1995 - 2004, las empresas que poseían plantas de procesamiento en operación pasaron de productores (principalmente de petróleo/gas) a lo que ahora se conocen como compañías intermedias o divisiones operativas. Las compañías operativas de Midstream como Duke Energy Field Services, Enterprise Products Operating LP, Targa Resources y BP dominan el mercado.

Como resultado de estos “ajustes”, los productores de gas natural están desregulados de precios. Como dice NRGExpert³⁶, en 1989, la Ley de control del Cabezal de Gas Natural requirió la eliminación de todos los controles de precios en las ventas de cabeza de pozo en 1993, lo que permitió que los precios del gas natural se fijaran libremente en el mercado. Más de 500 empresas están clasificadas como comercializadoras de energía y han presentado tarifas con la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) para vender electricidad al por mayor en los Estados Unidos. Las tuberías de transmisión de gas proporcionan acceso abierto. FERC eliminó la mayoría de las barreras restantes a la competencia en 1992, al permitir que las tuberías separen sus servicios de recolección, transporte y almacenamiento, lo que les permite ponerle precio a estos servicios por separado.

Se revisaron las estructuras de tarifas de transporte, lo que condujo a una mejor eficiencia del sistema de ductos, menores costos de envío y una asignación más efectiva de la capacidad del ducto. Las tuberías aún enfrentan obstáculos regulatorios al ubicar nuevos ductos y cumplir con las regulaciones ambientales.

Como lo dice NRGExpert³⁷ en su reporte, la desregulación de los oleoductos también generaron un impacto en la operación de las Compañías Locales de Distribución de gas (CLD). En cada estado, una “comisión de servicios públicos” tiene autoridad sobre las operaciones de las CLD, y desde fines de los años ochenta esas comisiones han alentado a las CLD a desagregar sus servicios, tal como lo habían hecho los oleoductos, y permitir que los clientes de gas elijan su propio proveedor de gas.

Según NRGExpert³⁸, la apertura de los mercados minoristas y la competencia es no es igual de un estado a otro. La desregulación del gas natural a nivel estatal ha sido lenta, con aproximadamente solo la mitad de los 50 estados que persiguen activamente esta opción. La crisis en el mercado eléctrico desregulado de California desaceleró el movimiento hacia una mayor competencia en los mercados minoristas de gas natural y algunos estados han optado por no ampliar los programas piloto o han aplazado la acción legislativa, pero 21 estados y el Distrito de Columbia tienen

³⁶ *Ibíd.* p. 11.

³⁷ *Ibíd.* p. 11.

³⁸ *Ibíd.* p. 11.

programas en marcha para comprar gas natural a alguien que no sea su compañía de servicios públicos tradicional.

1.2.2.2 Canadá. En Canadá, la transmisión, la distribución y el almacenamiento son parcialmente de propiedad privada. El área canadiense está dotado por gasoductos troncales que permiten el transporte del recurso dentro del país y lo conecta a Estados Unidos, sumando en total 8 gasoductos, que hacen conexión con la red estadounidense y permite el comercio entre los dos países.

La mayor parte del almacenamiento de gas está ubicado entre las provincias de Ontario (al este) y Alberta (al oeste). En Alberta, las instalaciones de almacenamiento son propiedad de empresas de servicios públicos, empresas intermedias, gasoductos y productores, mientras que en Ontario, las instalaciones de almacenamiento se desarrollaron y son propiedad, principalmente, de servicios públicos.

Las empresas de distribución de gas natural han recibido franquicias para atender a los clientes. Generalmente, los municipios locales otorgan una franquicia de la compañía de distribución de gas natural para atender a los residentes y negocios de su municipio por un período de tiempo específico.

Aunque las ventas de gas se desregularon, los gobiernos reconocieron que debido a las características de monopolio de los sistemas de transporte y distribución de gas natural, había una necesidad continua de regularlos. Los sistemas de transmisión interprovinciales e internacionales están regulados por la Junta Nacional de Energía (JNE). Los impuestos se determinan a través de un proceso de audiencia pública o mediante acuerdos que se negocian entre las compañías de gasoductos y los transportistas.

Según NRGExpert³⁹, en 1986, las principales industrias estaban negociando con productores de gas natural en las provincias occidentales y en el mismo año el Ontario Energy Board (OEB) se convirtió en el primer regulador en América del Norte en abrir el mercado de gas a todos los clientes, industriales y residenciales. El mercado se ha liberalizado por completo desde 1987 y los precios para el usuario final se basan en el mercado.

1.2.2.3 México. La distribución de gas está dominada ampliamente por operadores privados de Gas Natural (en las áreas de Bajío Norte, Bajío On) y Engie (en Puebla Tlaxcala y Guadalajara).

La producción de gas natural ha ido decreciendo ligeramente desde 2007, cerca de 1.7% por año. Según la tabla 6, para el 2015 registró una producción de 53.2 MMMm³/a. La producción cayó más del 10% en 2016.

³⁹ Ibíd. p. 11.

El país posee reservas datadas en 2015 de gas natural de yacimientos convencional de 257 MMMm³/a (324 MMMm³/a en 2014). Además, tiene estimada unas reservas de Gas Shale alrededor de 15 (Billones dem³) (el sexto en el mundo) datadas por la U.S. *Energy Information Administration*.

➤ **Exportaciones e importaciones.** La importación de gas natural GNL se realiza por los siguientes terminales:

- Terminal Altamira, del cual participan Vopak (60%) y Enagas (40%). Este terminal mueve 7.4 MMMm³ por año.
- Terminal Energía Costa Azul, propiedad de Sempra GNL. Mueve 10.3 MMMm³ por año.
- Terminal Manzanillo, poseído por Mitsui, Kogas y Samsung. Importa 5.1 MMMm³ por año.

Las importaciones de gas natural por gasoducto han incrementado desde 1999 de Estados Unidos gracias a la eliminación de impuestos en la importación de gas americano.

Según Enerdata⁴⁰, en 2015 el total de las importaciones de gas alcanzaron 30 MMMm³/a, del cual el 70% provenía de Estados Unidos y resto en estado licuado. Para ese año, el GNL provenía de Perú (50%), Nigeria (26%) y Qatar (12%).

➤ **Consumo.** Según Enerdata⁴¹, la demanda de gas aumentó significativamente entre los años 2000 y 2012, logrando un crecimiento anual promedio del 5%, alcanzando 74 MMMm³/a en 2014. Ese aumento se logró por la participación de una cantidad significativa de centrales eléctricas CCGT (Turbina de gas de ciclo combinado, por sus siglas en inglés) teniendo una capacidad de +20 GW desde 2000. Sin embargo, en 2012 el consumo de gas disminuyó en un 5% y se ha mantenido estable desde entonces (70 MMMm³/a en promedio). En 2015, tuvo un consumo de 78,45 MMMm³/a.

⁴⁰ ENERDATA, Global Energy Market Research: Mexico. Enero 2017 [Ebsco Host] [Consultado 1, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=8&sid=57fe331f-cba1-4c4b-b808-c2dc-bf444ef6%40sessionmgr4007&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=122259008&db=bth> p. 15.

⁴¹ *Ibíd.* 23.

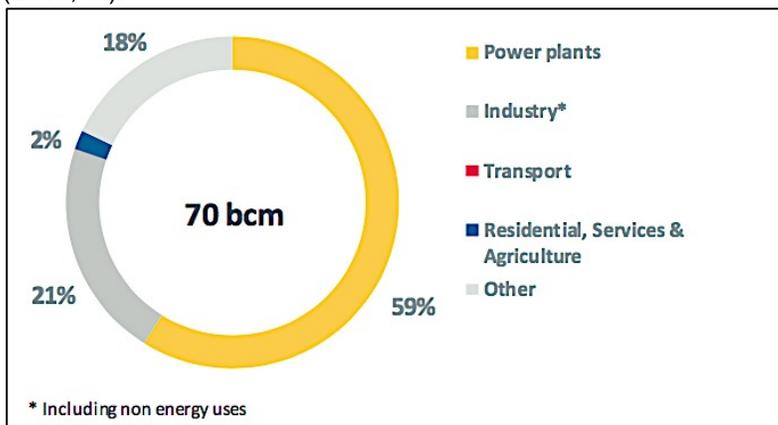
Figura 10. Consumo de gas natural en México (MMMm3).



Fuente: ENERDATA, Global Energy Market Research: Mexico. Enero 2017 [Ebsco Host] [Consultado 1, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=8&sid=57fe331f-cba1-4c4b-b808-c2dcbf444ef6%40sessionmgr4007&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=122259008&db=bth> p. 23.

En la figura 10 se muestra el consumo de gas natural desde el año 1990 hasta el 2015. En 2015, cerca del 59% de la demanda era utilizada para generar electricidad, el 21% por la industria, y el 18% para el sector energético. El uso en servicios residenciales es discriminado o poco empleado. Esto se evidencia en la figura 11.

Figura 11. Distribución del consumo de gas natural por sector (2015, %).



Fuente: ENERDATA, Global Energy Market Research: Mexico. Enero 2017 [Ebsco Host] [Consultado 1, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=8&sid=57fe331f-cba1-4c4b-b808-c2dcbf444ef6%40sessionmgr4007&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=122259008&db=bth> p. 23.

El aumento en el consumo interno de gas debería conducir a un mayor esfuerzo en el campo de las actividades de exploración y producción y al desarrollo de las

importaciones, principalmente a través de oleoductos de EE. UU. (Según los planes, el 20% del consumo será suministrado por las importaciones)".SENER espera que la demanda de gas continúe aumentando en el corto plazo, ya que las importaciones de gas de Estados Unidos ya superaron las proyecciones, con el nivel de importación de agosto de 2016 (116 Mm3/d) que coincide con el pronóstico de 2013 para 2018⁴².

➤ **Descripción de la infraestructura: capacidad, almacenamiento, transporte y tecnología.** El sistema de transmisión de gas está compuesto por 12.000 km de gasoducto, con una capacidad de 906 Mm3 por día.

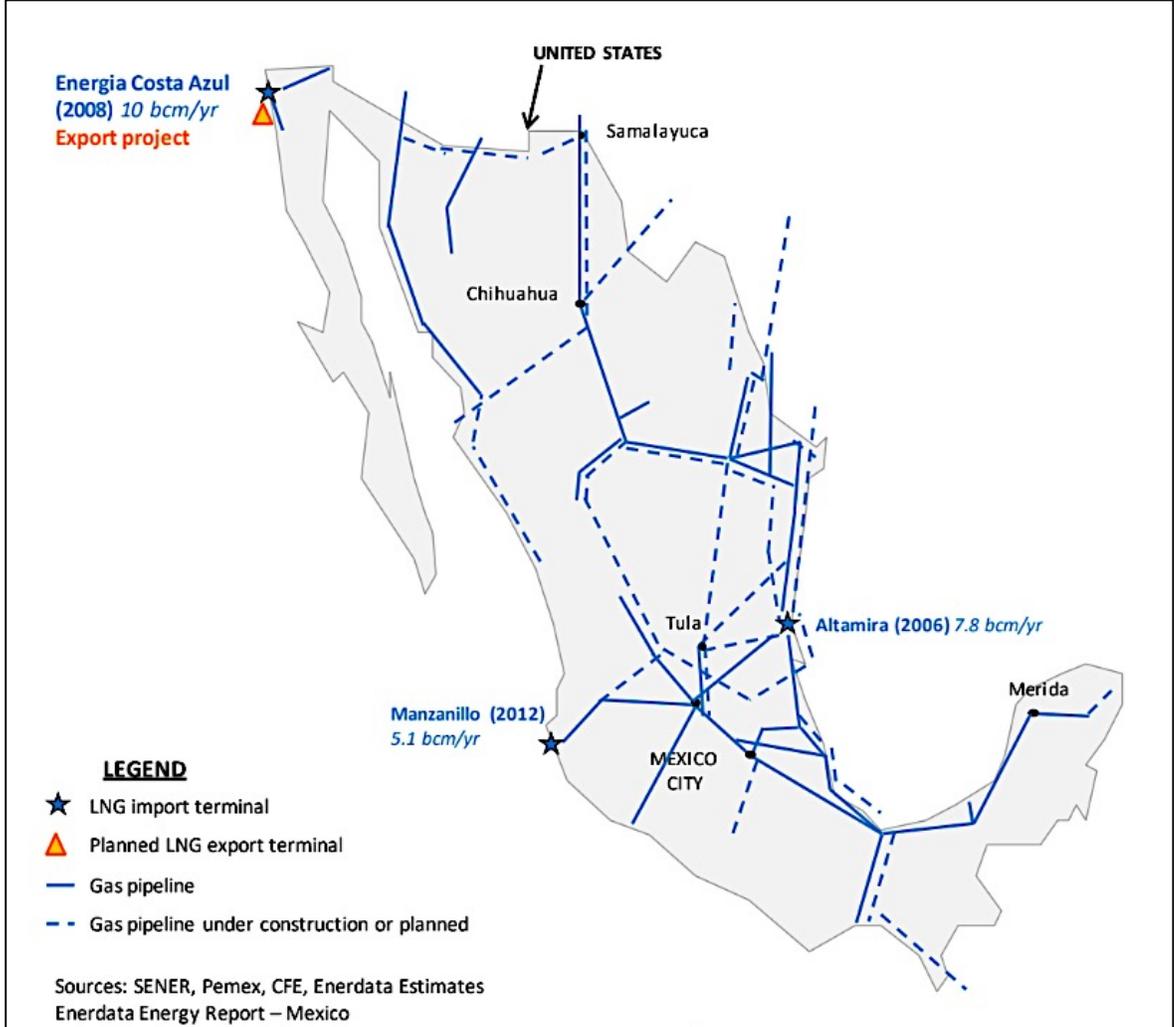
El gasoducto Los Ramones II (14.4 - 14.8 MMMm3/año) que conecta México y Estados Unidos fue inaugurado en el 2016. Está hecho por dos líneas: Ramones II Norte (450 km de longitud entre el estado de Nuevo León y San Luís Potosí, manejado por 2 subsidiarias de Pemex: TAG Pipelines y Gasoductos de Chihuahua) y Ramones II Sur (290 km de longitud desde San Luís Potosí hasta el estado de Guanajuato, por Engie y TAG Pipelines). El proyecto fue desarrollado por Pemex (55%) asociado por BlackRock and First Reserve (45%).⁴³

En la figura 12 se puede apreciar la red de gasoductos que opera en México. Además, se evidencia los gasoductos que se conectan con Estados Unidos.

⁴² Ibíd. p. 29.

⁴³ Ibíd. p. 15.

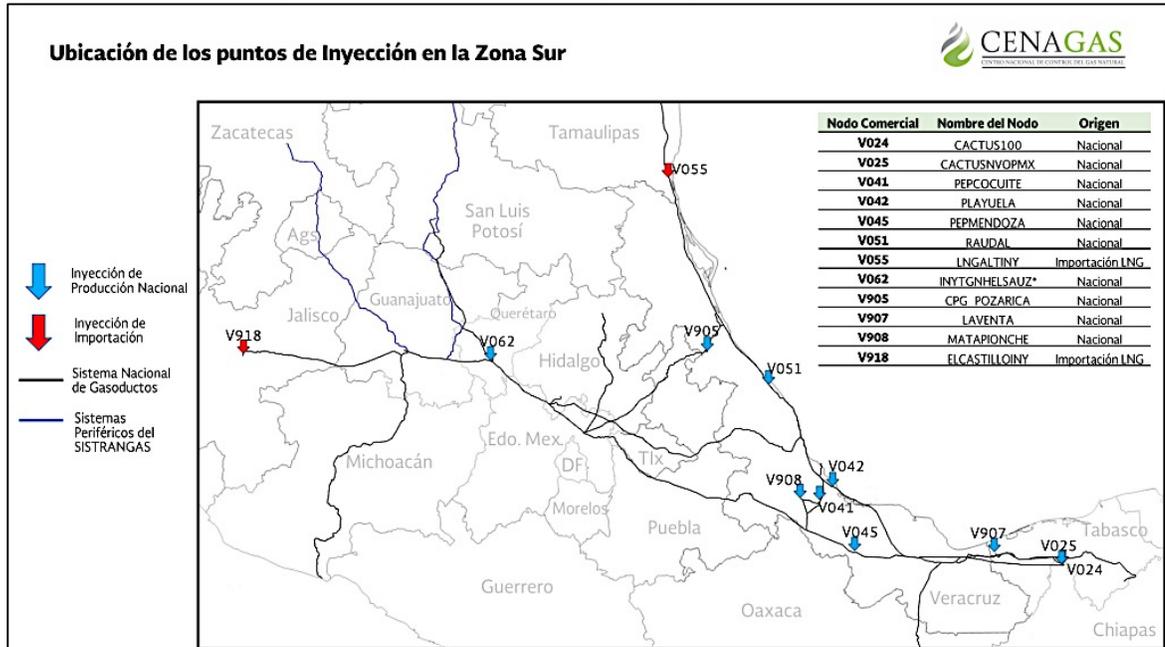
Figura 12. Redes de gasoducto en México.



Fuente: ENERDATA, Global Energy Market Research: Mexico. Enero 2017 [Ebsco Host] [Consultado 1, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=8&sid=57fe331f-cba1-4c4b-b808-c2dcbf444ef6%40sessionmgr4007&bdata=Jmxhbm9ZXMmc210ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=122259008&db=bth> p. 16.

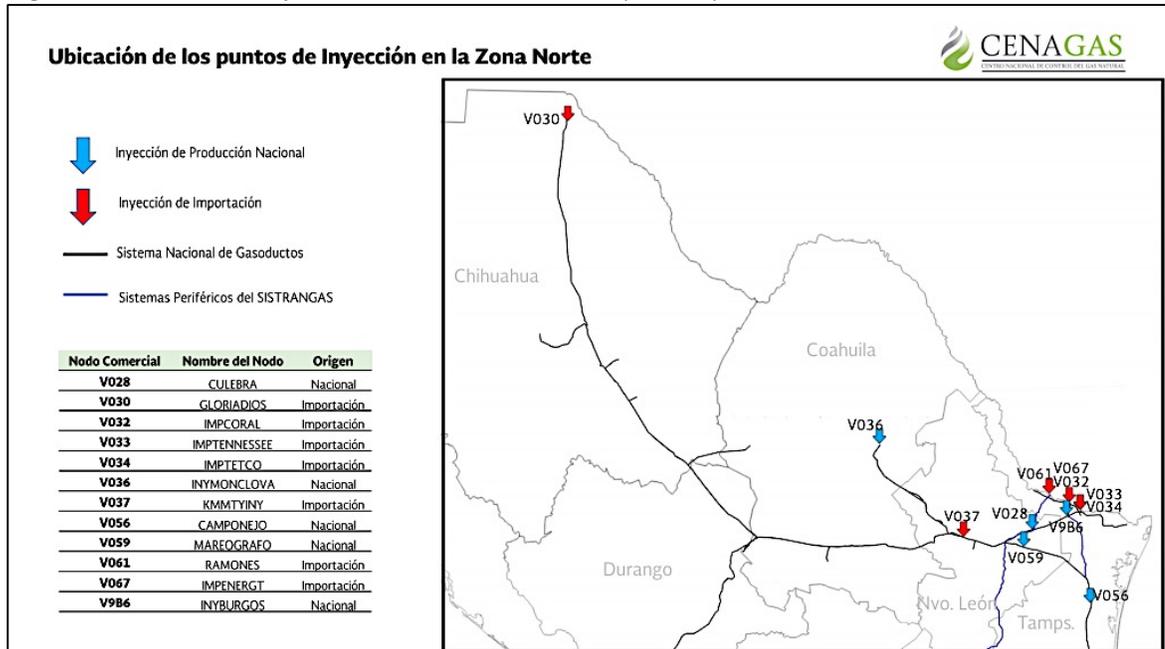
Debido a que México es un importante consumidor de GNL, en las figuras 13 y 14 se aprecian los puntos de inyección por donde entra el Gas Natural Licuado para el proceso de regasificación.

Figura 13. Puntos de inyección de GNL Zona Sur (México).



Fuente: CENAGAS. Consulta pública CENAGAS 2017. [sitio web]. [consultado en 5 de julio del 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/262812/1._Consulta_P_blica_2017_091017_DMS.pdf

Figura 14. Puntos de inyección de GNL Zona Norte (México).



Fuente: CENAGAS. Consulta pública CENAGAS 2017. [sitio web]. [consultado en 5 de julio del 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/262812/1._Consulta_P_blica_2017_091017_DMS.pdf

➤ **Capacidad.** El país tiene 3 plantas de GNL con una capacidad total de 23 MMMm3/a por año. Altamira, puesto en servicio en 2006 con una capacidad de 7.8 MMMm3/a/año, Energía Costa Azul, con una capacidad de 10.3 MMMm3/a por año ubicado en Ensenada, estado de Baja California, y puesto en servicio en 2008; y Manzanillo GNL, completado en 2012 con una capacidad de 5.1 MMMm3/a por año, donde es abastecido por Repsol con gas importado desde Perú bajo contrato de 15 años. La planta de Manzanillo está conectada al gasoducto Guadalajara recientemente terminada por TransCanada, el gas es vendido a CFE bajo contrato a 25 años.

➤ **Precios.** En la figura 15 se ve cómo los precios de gas en 2016 fueron aproximadamente en promedio 1.0 centavo de USD por kWh para la industria y 2.5 para domicilio. Los precios de gas en México son cercanos a los de la industria Estadounidense, pero desde que comenzaron a disminuir en 2014, están ahora 20% más bajos para los domicilios.

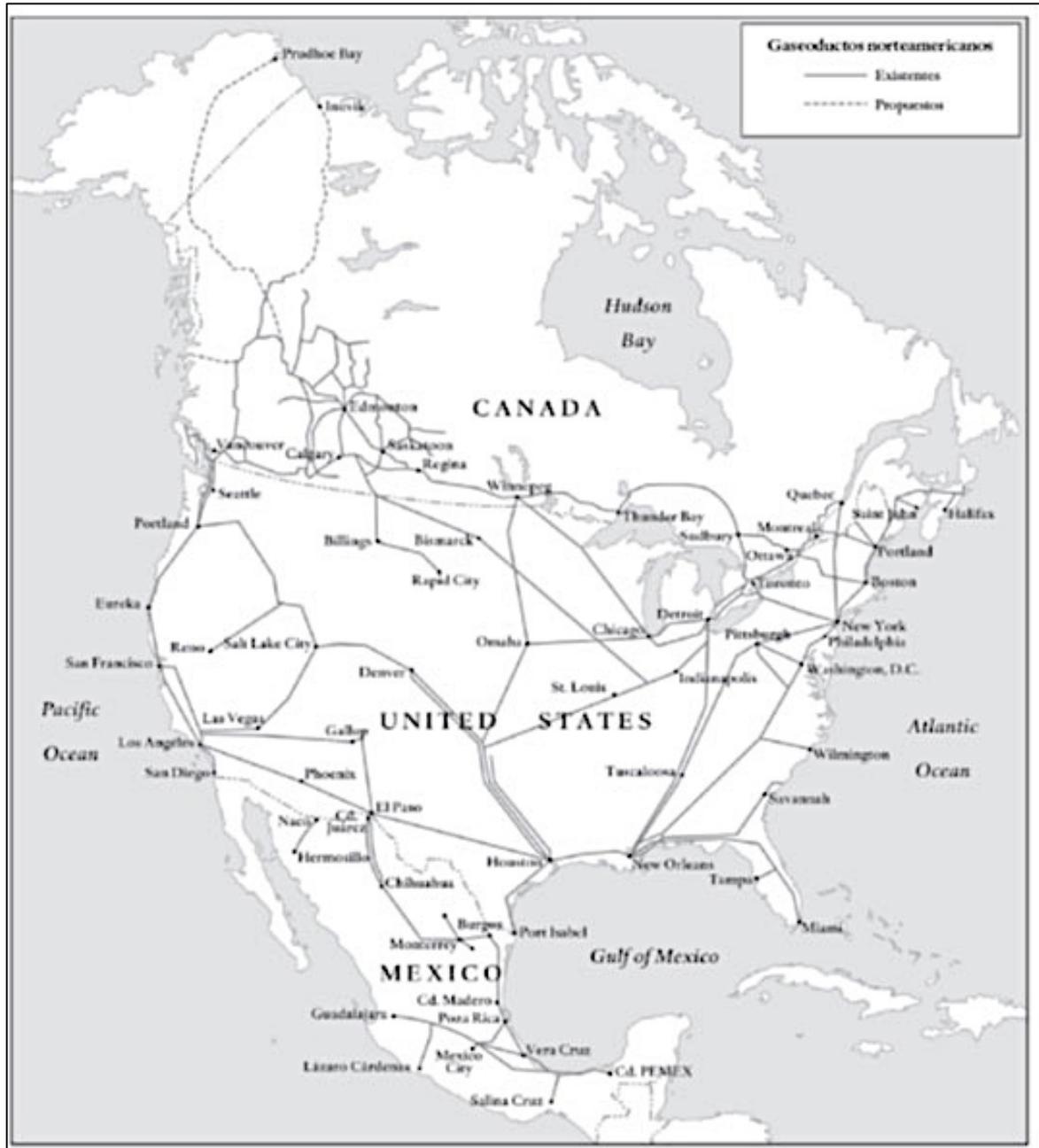
Figura 15. Precios de gas para la industria y zona residencial (USD/KWh)



Fuente: ENERDATA, Global Energy Market Research: Mexico. Enero 2017 [Ebsco Host] [Consultado 1, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=8&sid=57fe331f-cba1-4c4b-b808-c2dcbf444ef6%40sessionmgr4007&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2I0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=122259008&db=bth> p. 18.

En la figura 16 se observa toda la conexión de redes de gasoductos de todo Norteamérica.

Figura 16. Redes de gasoductos en Norteamérica.



Fuente: CROSSA NIELL, Mateo. El Council on Foreign Relations y la proyección del dominio estadounidense en México. Revista de pensamiento crítico latinoamericano. [sitio web]. [consultado en 29, Julio, 2018]. Disponible en <http://pacarinadelsur.com/home/abordajes-y-contiendas/1262-el-council-on-foreign-relations-y-la-proyeccion-del-dominio-estadounidense-en-mexico>

1.2.3 Europa.

Tabla 9. Tabla general de movimiento de gas natural en Europa (2015).

País	Reservas (MMM m3) *	Producción (MMM m3) *	Años restantes de producción	Exportaciones (MMM m3)	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MM Mm3)	Licuefacción (MMM m3)	Regasificación (MMM m3)
Albania	0	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,03	N.D.	N.D.
Austria	9	1,24	7	5,30	11,25	8,20	N.D.	N.D.
Bielorrusia	1	0,22	5	N.D.	18,61	18,83	N.D.	N.D.
Bélgica	N.D.	N.D.	N.D.	1,72	18,11	16,50	N.D.	9,00
Bosnia y Herzegovina	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,23	0,23	N.D.	N.D.
Bulgaria	5	0,19	26	N.D.	2,65	2,84	N.D.	N.D.
Croacia	13	1,72	8	0,27	1,12	2,57	N.D.	N.D.
República Checa	3	0,24	13	0,00	7,35	7,73	N.D.	N.D.
Dinamarca	79	4,92	16	2,35	0,70	3,38	N.D.	N.D.
Estonia	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,47	0,47	N.D.	N.D.
Finlandia	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	2,65	2,65	N.D.	N.D.
Francia	9	0,02	450	5,80	47,05	41,79	N.D.	22,30
Alemania	42	7,85	5	30,31	103,01	81,06	N.D.	N.D.
Grecia	1	0,01	100	N.D.	3,19	3,19	N.D.	5,40
Hungría	9	1,63	6	0,55	6,77	8,93	N.D.	N.D.
Irlanda	25	0,13	192	N.D.	4,32	4,48	N.D.	N.D.
Italia	49	6,61	7	0,22	59,78	65,96	N.D.	15,30
Letonia	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,38	1,38	N.D.	N.D.
Lituania	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	2,22	2,22	N.D.	4,00
Luxemburgo	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,92	0,92	N.D.	N.D.
Macedonia	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,13	0,13	N.D.	N.D.
Moldavia	20	N.D.	N.D.	N.D.	2,54	2,54	N.D.	N.D.
Nederland	732	45,53	16	43,53	32,37	33,50	N.D.	12,70
Noruega	2.461	122,37	20	115,45	N.D.	6,94	5,60	N.D.
Polonia	60	4,39	14	0,05	11,92	16,43	N.D.	0,30
Portugal	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	4,83	4,82	N.D.	8,30
Romania	109	10,45	10	N.D.	0,19	10,64	N.D.	N.D.
Serbia y Montenegro	7	0,53	13	N.D.	1,62	2,15	N.D.	N.D.
Eslovaquia	5	0,09	56	0,00	4,40	4,63	N.D.	N.D.
Eslovenia	1	0,00	N.D.	N.D.	0,79	0,79	N.D.	N.D.
España	3	0,06	50	5,23	33,65	29,33	N.D.	63,60
Suiza	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,86	0,86	N.D.	N.D.
Suecia	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	3,40	3,40	N.D.	N.D.

Tabla 9. (Continuación)

País	Reservas (MMM m3)	Producción (MMM m3)	Años restantes de producción	Exportaciones (MMM m3)	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Regasificación (MMM m3)
Turquía	5	0,39	13	0,61	47,37	46,79	N.D.	12,30
Ucrania	936	17,44	54	0,00	15,85	33,28	N.D.	N.D.
Reino Unido	175	42,55	4	14,29	44,83	73,12	N.D.	47,90
TOTAL	4.759	268,58	1084	225,68	496,53	542,71	5,60	201,10

Información en base a: ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf

La Unión Europea representa uno de los consumidores más importantes de gas mundial. Según el reporte de Shale Gas de NRGExpert, “en 2010, la Unión Europea produjo el 6% del gas natural del mundo, la mayor parte del mismo proveniente del Mar del Norte, y consumió el 16% del total mundial. El 26% de las importaciones procedían de Rusia, el 12% de Argelia y el 8% de Qatar, y el 36% se exportaba desde Noruega y los Países Bajos a otros países europeos”⁴⁴.

Como se aprecia en la tabla 9, Noruega posee la mayor reservas de Europa, siendo este junto con Rusia, los proveedores más importantes para la Unión Europea. Asimismo, Noruega obtiene la mayor producción de Europa con 122,37 MMMm3 al año, exportando 115,45 MMMm3 en el mismo periodo. El segundo lugar en exportación lo ocupa Nederland con 43,53 MMMm3 al año. Los mayores importadores europeos son Alemania, Italia, Turquía, Francia, Reino Unido, España y Nederland con valores de 103,01; 59,78; 47,37; 47,05; 44,83; 33,65 y 32,37 MMMm3/a respectivamente. Esto permite observar un panorama que evidencia la dependencia del gas natural hacia los países más desarrollados del mundo.

Según NRGExpert⁴⁵, aunque Europa es potencialmente dependiente del recurso natural, las necesidades de los países varían ampliamente evidenciándose una brecha extensa entre el consumo de los mismos. Así como Reino Unido, Alemania e Italia son los mayores consumidores por sus posiciones económicas, industriales turísticas, entre otros, existen países que no representan ni el 1 % del consumo total europeo (ejemplo: Albania, Macedonia, Bosnia y Herzegovina). Noruega exporta casi todo lo producido en el año, es decir, solo consume el el 6% de lo que produce, el resto lo destina a exportación. Chipre y Malta no usan gas natural, solo GLP embotellado.

⁴⁴ NRGExpert. Op. cit., p. 8.

⁴⁵ Ibíd. p. 8.

En la tabla 9 se observan las estadísticas que tienen los países Europeos para el año 2015, como se evidencia la tabla refleja la dependencia de importaciones de gas natural desde otras zonas productoras.

Debido a la creciente demanda de GNL, las importaciones netas de Europa en el 2015 crecieron en un 16% pasando de 4,47 millones de toneladas por año a 31,35 millones de toneladas. La distribución de las importaciones se muestra en la siguiente tabla 10:

Tabla 10. Distribución de las importaciones de GNL en Europa (2015).

Francia	Disminución de 5,07 a 4,77 mtpa
Grecia	No hubo cambios, se mantuvo alrededor de 0,45 mtpa.
Península Ibérica	Demanda de GNL impulsada por el sector eléctrico debido a la ausencia de generación eléctrica por parte de las hidroeléctricas a causa de sequías.
España	Demanda de gas para generación de electricidad creció un 18,1 %.
Portugal	Las importaciones crecieron a 1,12 mtpa (16,2 %).
Italia	Crecimiento de 31,8 % (4,18 mtpa). Regasificaciones de gas proveniente de Catar en el terminal de GNL Adriático, el precio del desembarque de GNL en Qatar se situó en \$ 8,41 / mmbtu en enero y disminuyó continuamente durante todo el año a \$ 5,17 / mmbtu en octubre.
Francia	Importaciones de GNL disminuyeron.
Noroeste de Europa	Importaciones crecieron significativamente
Reino Unido	Crecimiento del 12,4% de GNL proveniente de Catar (9,43 mtpa) debido a condiciones climáticas que aumentaron el consumo interno en un 14 % entre enero y septiembre.
Bélgica	Crecimiento del 89,7 % (1,86 mtpa).
Nederland	Crecimiento al 71,6 % (0,6 mtpa). Debido a bajón de precios del petróleo por parte de Catar, se aprovecha la oportunidad para disminuir la producción de un campo propio (Groningen) y aumentaba la compra de gas extranjero.
Lituania	Descarga de metaneros por un volumen de 0,32 mtpa.

Fuente CERDIGAZ. Cedigaz: European LNG net imports up in 2015. 18, Enero, 2016. [sitio web]. [consultado 30, Julio, 2018]. Disponible en <https://www.lngworldnews.com/cedigaz-european-lng-net-imports-up-in-2015iii>

En la figura 17 se observan las importaciones europeas de gas natural provenientes de Rusia. En la figura 18 se muestran los gasoductos que unen el continente europeo. La tabla 12 muestra las importaciones hechas por Gazprom y subsidiarias hacia Europa.

Figura 17. Principales importadores de Europa proveniente de gasoductos rusos (MMMm3/a).



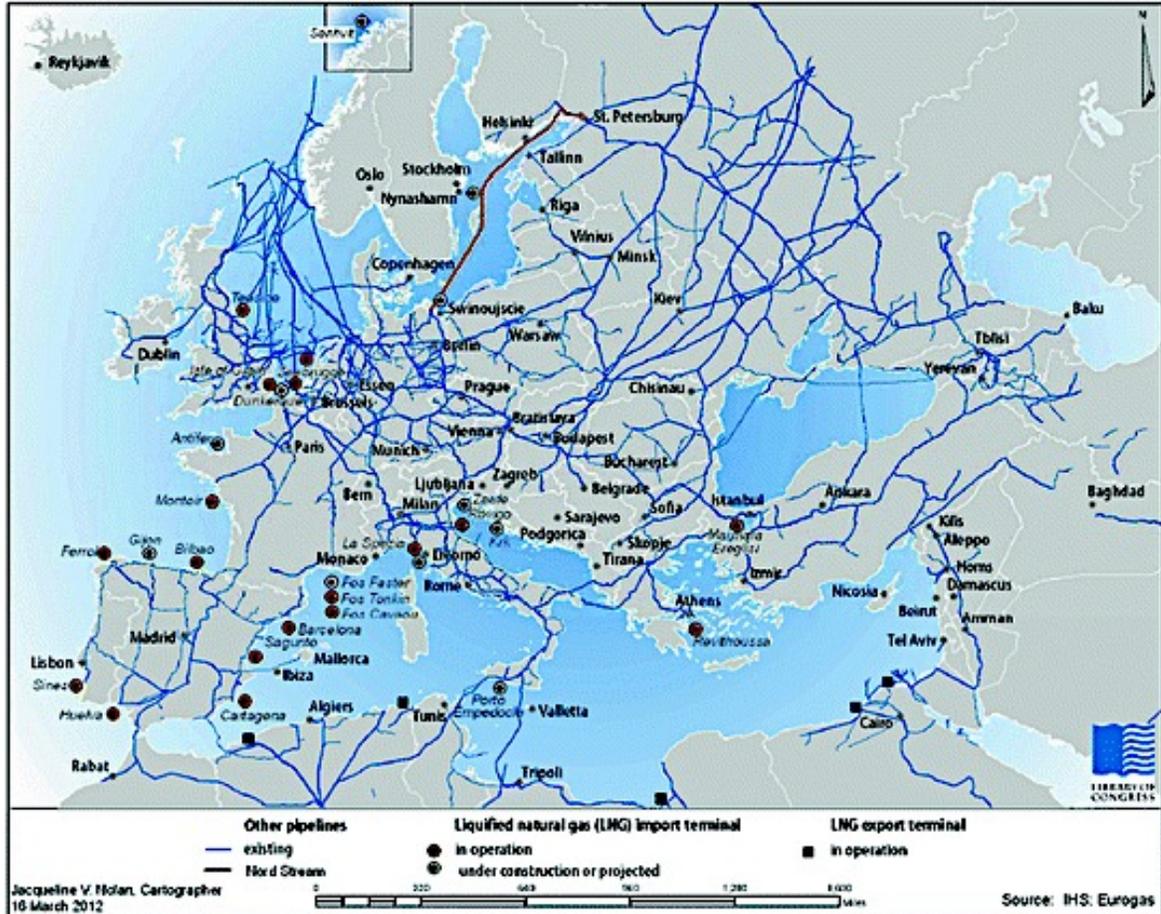
Fuente: WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> Disponible en p. 37.

Tabla 11. Importaciones desde Rusia (Gazprom) hacia Europa.

Desglose De Suministros De Gas A Países Europeos, 2011-2017, MMMm3/a							
Suministros De Los Principales Exportadores De Gas	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Pjsc Gazprom (Contratos De Exportación De OOO Gazprom Y Contratos Directos De Gazprom Schweiz Ag)	150,3	139,9	162,7	147,6	159,4	179,3	194,4
Argelia (Incluido el GNL)	50,9	49,2	43,4	39	38,1	51,2	49,5
Catar	44,3	31,6	24,6	24,3	29,1	24,1	24
Nigeria	15,5	12	6,7	6,2	8	9,8	12,6
Irán	8,5	8,5	9	9,2	8,1	8	9,6
Suministros De Los Principales Productores Europeos							
Noruega	109,3	120,6	114,1	115,1	124,5	124,1	134,7
Reino Unido	51,1	43,8	41,2	41,2	44,6	44,9	45
Los Países Bajos	72,5	72,1	77,7	65,4	48,9	45,5	39,5
Otros Suministros (Excluida La Reexportación)	49,1	64,4	60,9	37,6	45,8	54,8	58,9
TOTAL	551,4	542,1	540,4	485,5	506,6	541,7	568,2

Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 sec. Investor. [consultado 20, Julio 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 97.

Figura 18. Red de Gasoductos de Europa.



Fuente: MORALES PEDRAZA, Jorge. The Role of Natural Gas in the Regional Electricity Generation. [sitio web]. [consultado en 16, Julio, 2018]. Electrical Energy Generation in Europe p. 211-350. Disponible en https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-08401-5_3 p. 258.

Ucrania es la nación más importante, pues a través de ella circulan grandes cantidades de gas natural que proveen a Europa. Según el reporte de Enerdata

Naftogaz es la empresa responsable de la producción, importación, transporte y distribución de gas natural. En mayo de 2012, el Gobierno ucraniano votó en una ley para reformar Naftogaz. La nueva ley prohíbe a la compañía arrendar o privatizar los sistemas de transporte de gas. Esta ley ha sido vista como una respuesta a los intentos de Gazprom de hacerse cargo de Naftogaz.

Ukrgazprom, una filial de Naftogaz, controla la producción y transmisión de gas, mientras que Ukrgaz, otra filial de Naftogaz, gestiona las ventas de gas.⁴⁶

Parte del gas natural que va hacia la UE, proveniente de Rusia, pasa por Ucrania como se observa en la figura 19.

Figura 19. Gasoductos que pasan a través de Ucrania



Source: Platts
 Fuente: S&PGLOBAL. Latest news. [sitio web]. [consultado en 16, Julio, 2018]. Disponible en www.platts.com/news-feature/2014/naturalgas/ukraine-crisis-energy-implications/map-oil-gas-pipelines

⁴⁶ ENERDATA. Global Energy Market Research- Ukraine. Aug2012, p6-8. 3p. 2012. [Ebsco Host] [Consultado 1, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/pdfviewer/pdfviewer?vid=11&sid=3b3c0805-672b-4733-b7d6-3ab2e2f868cc%40sessionmgr4009>

1.2.4 África. Se tomaron los países más representativos en sus reservas y producción para generar la siguiente gráfica que nos permite ver un panorama (dato disponible de 2015):

Tabla 12. Tabla general de movimiento de gas natural en África (2015).

País	Reservas (MMM m3)	Producción (MMM m3)	Años restantes de producción	Exportaciones (MMM m3)	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Capacidad de regasificación (MMM m3)
Argelia	4.504	83,49	54	44,49	-	39	31,1	N.D
Angola	308	0,65	474	-	-	0,65	7,1	N.D
Camerún	154	0,66	233	-	-	0,66	N.D.	N.D
Egipto	2.086	50,11	42	0,34	-	53,18	9,8	4,8
Libia	1.505	11,38	132	6,92	-	4,46	0	N.D
Mozambique	75	4,22	18	3,67	-	0,56	N.D.	N.D
Nigeria	5.284	42,57	124	24,55	-	18,01	30,1	N.D
República del Congo	106	0,23	461	-	-	0,23	N.D.	N.D
Sudán	85	-	N.D.	-	-	N.D.	N.D.	N.D
Tanzania	37	0,91	41	-	-	0,91	N.D.	N.D
Marruecos	1	0,10	10	-	1,10	1,2	N.D	N.D
Sudáfrica	11	0,98	11	-	3,55	4,54	N.D	N.D
Túnez	65	3,07	21	-	3,30	6,37	N.D	N.D

ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Sec. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf

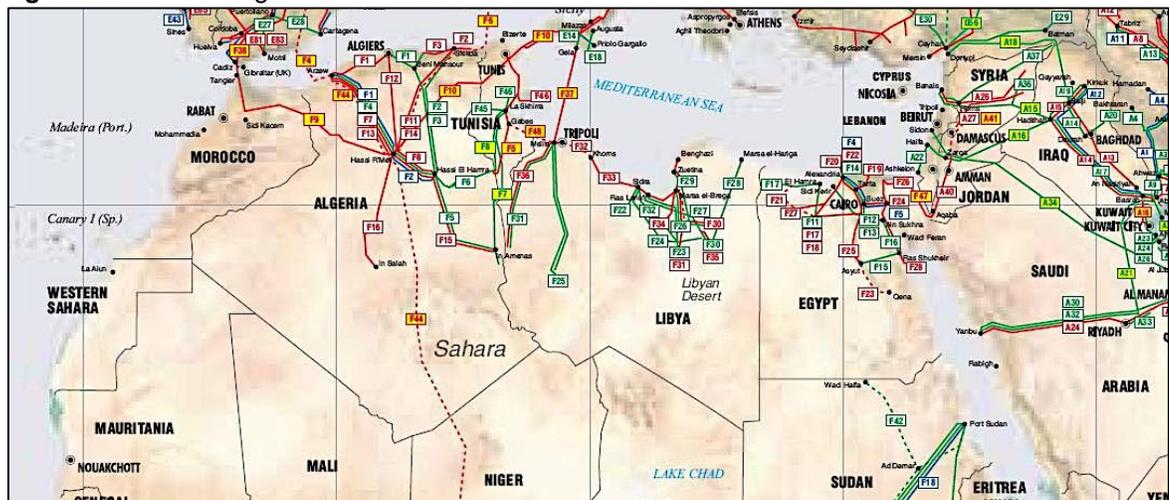
Basados en la tabla 12, las 4 principales naciones que tienen una fuerte capacidad de producción de gas natural son Argelia, Egipto, Nigeria y Libia; así mismo son los que tienen mayor cantidad de reservas en este continente. Siendo Argelia y Nigeria los principales proveedores de gas hacia Francia, Grecia, Nederland, Italia, Portugal, Suiza, Ucrania y el Reino Unido. Libia le suministra el total de sus exportaciones de gas a Italia.

Sudáfrica, Marruecos y Túnez son los únicos países que importan el recurso, sin embargo, es una cantidad pequeña. Este gas es traído desde Nigeria y Argelia por medio de gasoductos. Sudán a pesar de tener disponible una cantidad de reservas considerables, no ha podido desarrollar su industria debido a los conflictos geopolíticos que ahí se desenvuelven.

Egipto cuenta con un zona estratégicamente localizada debido a al Canal de Suez (construido en el siglo XIX), siendo un paso importante para transporte de GNL en embarcación. Siendo, además, el único país que tiene capacidad para regasificar el GNL proveniente de Noruega, Catar, Australia, Trinidad y Tobago, entre otros.

1.2.4.1 Capacidad, almacenamiento y transporte. En las figuras 20, 21 y 22 se muestran, en color rojo, la distribución de redes de gasoductos en el norte, centro y sur de África respectivamente.

Figura 20. Redes de gasoductos Norte de África.



Fuente: GEOGRAFÍASINFO. Mapas de tuberías de África. [sitio web]. 26, Junio, 2012 [consultado en 24, Julio, 2018]. Disponible en Internet: <https://geografiainfo.es/tuberias/africa.html>

Figura 21. Redes de gasoductos Centro de África.



Fuente: GEOGRAFÍASINFO. Mapas de tuberías de África. [sitio web]. 26, Junio, 2012 [consultado en 24, Julio, 2018]. Disponible en Internet: <https://geografiainfo.es/tuberias/africa.html>

Figura 22. Redes de gasoductos Sur de África.



Fuente: GEOGRAFÍASINFO. Mapas de tuberías de África. [sitio web]. 26, Junio, 2012 [consultado en 24, Julio, 2018]. Disponible en Internet: <https://geografiainfo.es/tuberias/africa.html>

1.2.5 **Medio oriente.** Medio Oriente es la región que cuenta con las mayores reservas de gas natural superando a la Federación de Rusia. En la tabla 13 se muestra la distribución estadística de producción de gas natural:

Tabla 13. Tabla general de movimiento de gas natural en Medio Oriente (2015).

País	Reservas (MMM m3)	Producción (MMM m3)	Años restantes de producción*	Exportaciones (MMM m3)*	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Capacidad de regasificación (MMM m3)
Arabia Saudita	8.588	84,59	102	N.D.	N.D.	84,59	N.D.	N.D.
Bahrain	92	14,55	6	N.D.	N.D.	14,55	N.D.	N.D.
Catar	24.299	174,06	140	122,47	N.D.	51,60	105,60	N.D.
Emiratos árabes unidos	6.091	56,76	107	7,47	20,27	69,56	7,60	4,70
Irán	33.500	185,54	181	8,22	7,59	184,92	N.D.	N.D.
Iraq	3.158	7,30	433	N.D.	N.D.	7,30	N.D.	N.D.
Israel	217	8,14	27	N.D.	0,17	8,31	N.D.	2,70
Kuwait	1.784	15,30	117	N.D.	3,83	19,13	N.D.	6,60
Omán	681	33,28	20	10,75	2,11	24,64	14,80	N.D.
Siria	285	4,36	65	N.D.	N.D.	4,36	N.D.	N.D.
Yemen	479	2,93	163	1,82	N.D.	1,12	9,10	N.D.
TOTAL	79.174	586,81	1360	150,73	33,97	470,08	137,10	14,00

ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Sec. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf

Según World Energy Council⁴⁷, Medio Oriente presentó un crecimiento continuo desde 2010 hasta 2015, lo que permitió un impulso a la extracción de recursos, crecimiento de población, urbanización, plantas para des-salinización y auge en el sector petroquímico que utiliza como recurso primario el gas natural, manteniendo precios justos hasta el consumidor final.

Israel tiene importantes proyecciones para entrar en la participación del mercado mundial de gas. Para el año 2015, contaba con una producción de 8,14 MMMm3/a y reservas probadas de 217 MMMm3/a; es decir, dispone 27 años de producción de acuerdo a sus reservas. En 2013 se completó el campo Tamar que permite una producción diaria de 1.1 bcf/d (0.03 MMMm3/a).

⁴⁷ Fuente: WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> Disponible en p. 243

Sin embargo, el país que representa la mayor producción de Medio Oriente es Irán con 185,54 MMMm³/a al año, siendo este también el poseedor de las mayores reservas de esta región con el 42% (33 500 MMMm³/a). Aunque cuenta con la mayor producción (32%), no dispone de plantas de licuefacción para exportar y distribuir GNL, es decir que todos los movimientos los hace a través de gasoductos.

Catar es demasiado importante, porque además de haber tenido una producción correspondiente al 32% y la segunda reserva más grande (31%) del total de la región, representó un crecimiento en su capacidad para licuefacción de gas, pasando de 42 MMMm³/a en 2008 a 105 MMMm³/a en 2011. Esto le permite ocupar el primer puesto, a nivel mundial, en capacidad de plantas para licuefacción GNL. Igualmente, es el principal exportador representando el 81% del total comercializado, superando a Omán e Irán que ocupa el segundo y tercer lugar con un 7% y 5% respectivamente.

Según Enerdata⁴⁸, en 2010, Israel confirmó uno de los hallazgos con más relevancia en los campos offshore del mundo, el cual tiene estimaciones en las reservas de 490 MMMm³/a y por el cual se tumbaría un posible acuerdo que se ha venido dialogando con Rusia para el suministro de gas natural, convirtiendo así a Israel en un exportador (fuerte) importante en el mercado energético.

Según el Ministerio de Energía⁴⁹, las importaciones que suplieron la demanda israelí provinieron desde Egipto por un periodo comprendido entre 2008 y 2012. Este acuerdo fue firmado en 2005 y el transporte del recurso se dio por medio de un gasoducto marítimo desde “El Arish” hasta las facilidades en Ashqelon. El acuerdo comprendía un periodo de 20 años, sin embargo, la situación de inseguridad en la península del Sinaí hizo detener el abastecimiento de gas totalmente en 2012; desde ese momento no se ha restaurado el aprovisionamiento.

Gracias a la producción del campo Tamar, Israel puede hacer exportaciones hasta Jordania, directamente a las empresas *Arab Potash Company* y la *Jordan Bromine Company*. Según el acuerdo firmado entre el gobierno de Israel y las dos compañías, el campo Tamar debe suministrar un volumen total de 1.8 (MMMm³/a) en 15 años a partir del 2017.

⁴⁸ ENERDATA. Global Energy Market Research- Israel. Oct, 2012, p8-10. 3p. 2012. [Ebsco Host] [Consultado 1,Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2070/ehost/pdfviewer/pdfviewer?vid=6&sid=537fae74-230e-41f2-9548-9ed8672ef4ac%40pdc-v-sessmgr04> p. 6.

⁴⁹ MINISTRY OF ENERGY. The Natural Gas Industry. [sitio web]. Israel. Sec. Natural Gas. [consultado en 7, Junio, 2018]. Disponible en: https://www.gov.il/en/Departments/Guides/natural_gas_basics?chapterIndex=3

Según Delek Drilling⁵⁰, también se firmó en 2018 un acuerdo en el cual se suministrará gas natural al mercado local de Egipto a través de la compañía *Dolphinus Holdings*. Aunque la infraestructura en variable y aún no se ha definido, en las posibles opciones se tienen en cuenta el gasoducto Pan-Arab y el gasoducto EMG (*East Mediterranean Gas*; también, se tiene en cuenta una posible construcción de un nuevo gasoducto que se ubique en el área de Kerem Shalom. Este acuerdo demanda un suministro de gas por 3.5 MMMm³/a al año en un término de 10 años.

Como en la mayoría de los países, Israel destina casi el 61% de la producción de gas para la generación de energía eléctrica, dando así la mitad a la Israel *Electrical Company*; también se dirige parte de este porcentaje a las industrias que funcionan en alta presión. Para bajas presiones, los que están conectadas a las redes de suministro docenas de plantas industriales. En la actualidad se sigue evaluando la posibilidad de destinar la producción de gas natural a las zonas agrícolas y residenciales.

Según el Ministerio de Energía⁵¹ israelí, es importante mencionar que el sector de gas natural es un enorme contribuyente para los ingresos de Israel y, de esta forma, anima a renovar y reinvertir en procesos exitosos en la innovación del sector energético y transporte basados en el gas natural.

En 2001, en Israel se comenzó la construcción de infraestructura para operar y, principalmente transportar, el recurso. En 2004 se comenzó a proporcionar gas natural a la compañía eléctrica israelí, así como también a las plantas industriales.

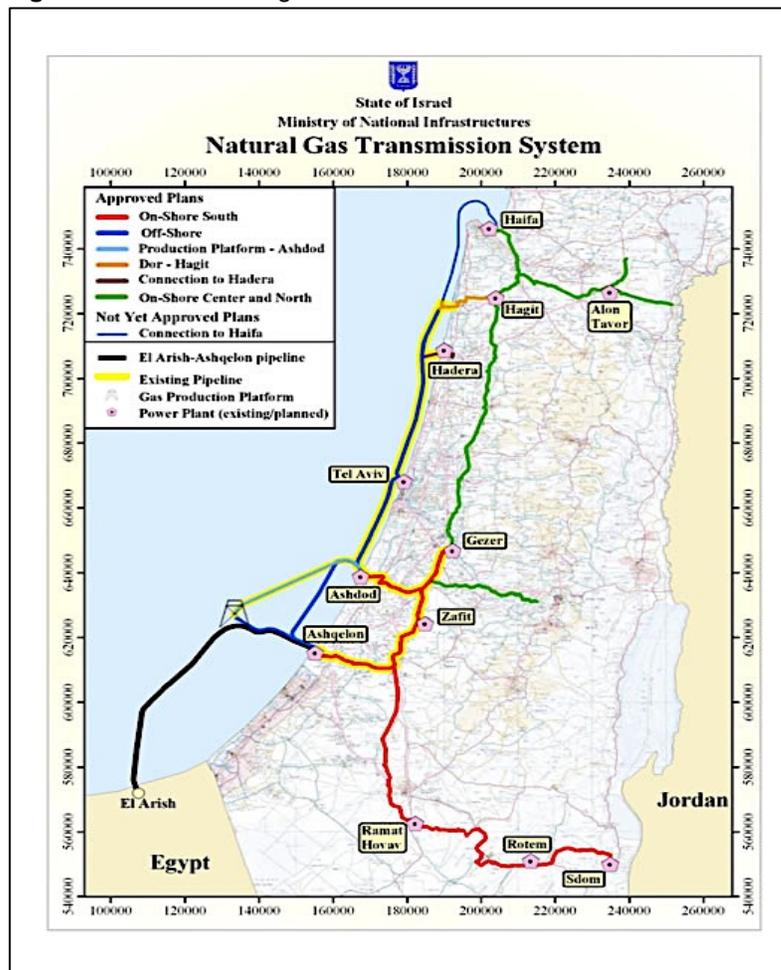
De acuerdo con el Ministerio de Energía⁵², Israel cuenta con una planta de GNL marina que sirva para almacenar gas natural en tiempos de escasez, siendo una medida de contingencia. Esta planta fue construida (en 2012) principalmente para darle tiempo a la terminación de construcción y comienzo de producción del campo Tamar. Esta terminal tuvo un costo de 140 millones de dólares y está ubicada a 10 km de la ciudad costera Hadera. En la figura 23 se muestra el sistema de gasoducto israelí.

⁵⁰ DelekDrilling. Tamar – building energy Independence. [sitio web]. Sec. Project [consultado en 24, Junio, 2018]. Disponible en <https://www.delekdrilling.co.il/en/project/tamar-gas-field>

⁵¹ MINISTRY OF ENERGY. The Natural Gas Industry. [sitio web]. Israel. Sec. Natural Gas. [consultado en 7, Junio, 2018]. Disponible en: https://www.gov.il/en/Departments/Guides/natural_gas_basics?chapterIndex=3

⁵² MINISTRY OF ENERGY. The Natural Gas Industry. [sitio web]. Israel. Sec. Natural Gas. [consultado en 7, Junio, 2018]. Disponible en: https://www.gov.il/en/Departments/Guides/natural_gas_basics?chapterIndex=3

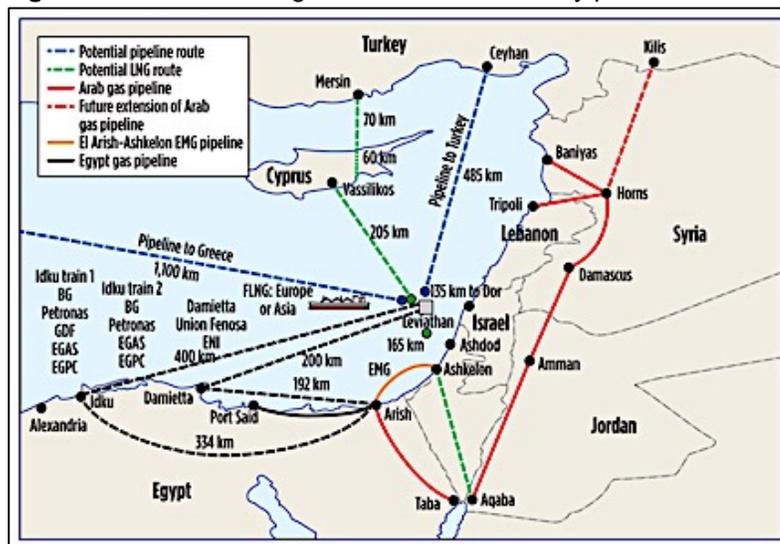
Figura 23. Sistema de gasoductos Israelií.



Fuente: ADIRA ENERGY. Israel Oil & Gas. [sitio web]. Sec. Projects. [consultado en 14, Julio, 2018]. Disponible en <http://www.adiraenergy.com/projects/israel/>

Chipre sigue adelante con el proyecto de gasoducto Israel-Europa: el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Chipre presentó un plan, el Oleoducto Trans-Med, a la Comisión Europea, solicitando la recepción de proyectos de interés común (PCI), que hacerlo elegible para la financiación de la UE. El proyecto apunta a tender un oleoducto de 1 400 km que uniría la cuenca del Levante, donde se encuentran los descubrimientos de gas natural de Israel y Chipre, con la red de gasoductos de gas natural en Grecia. El plan dice que será posible que el gas fluya en ambas direcciones cuando comience a operar en 2018. El costo del proyecto no fue revelado.

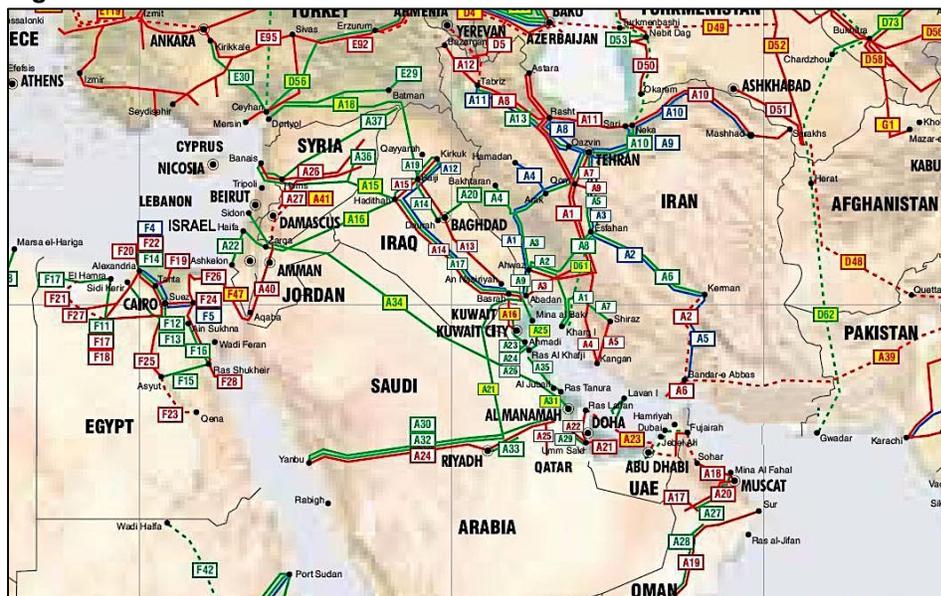
Figura 24. Conexión de gasoductos entre Israel y países cercanos.



Fuente: COHEN, Gina. Israel seeks options to export huge gas reserves. Gas Processing & LNG [sitio web]. [consultado 10, julio, 2018]. Disponible en Internet <http://gasprocessingnews.com/features/201406/israel-seeks-options-to-export-huge-gas-reserves.aspx>

En las figura 25 y 26 se presenta el sistema de gasoductos que operan en el Medio Oriente.

Figura 25. Gasoductos de Medio Oriente.



Fuente: GEOGRAFÍASINFO. Mapas de tuberías en Medio Oriente. [sitio web]. 26 junio 2012 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en Internet https://geografiainfo.es/tuberias/mapa_tuberias_orient_medio.html

Figura 26. Gasoductos Medio Oriente 2.



Fuente: GEOGRAFÍASINFO. Mapas de tuberías en Medio Oriente. [sitio web]. 26 junio 2012 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en Internet https://geografiainfo.es/tuberias/mapa_tuberias_orient_medio.html

1.2.6 **Euroasia.** En la tabla 14 se muestra el panorama de Euroasia con datos a finales de 2015:

Tabla 14. Tabla general de movimiento de gas natural en Euroasia (2015).

País	Reservas (MMM m3)	Producción (MMM m3)	Años restantes de producción*	Exportaciones (MMM m3)*	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Capacidad de regasificación (MMM m3)
Rusia	50.485	625,20	81	196,74	8,62	437,08	14,10	N.D.
Armenia	18	N.D.	N.D.	N.D.	2,09	2,09	N.D.	N.D.
Azerbaiyán	1.291	19,53	66	8,23	0,00	11,29	N.D.	N.D.
Georgia	1	0,01	100	N.D.	2,18	2,19	N.D.	N.D.
Kazajistán	1.918	39,24	49	10,49	4,22	32,96	N.D.	N.D.
Kirguistán	1	0,03	33	N.D.	0,24	0,27	N.D.	N.D.
Tayikistán	1	0,00	N.D.	N.D.	0,31	0,32	N.D.	N.D.
Turkmenistán	9.904	81,10	122	49,08	N.D.	32,02	N.D.	N.D.
Uzbequistán	1.585	57,09	28	14,28	0,00	42,81	N.D.	N.D.
TOTAL	65.204	822,20	479	278,82	17,66	561,03	14,10	0,00

Información tomada en base a: ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Sec. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf

Como es evidente la importancia que tiene Rusia en el comercio de gas natural, se hace una descripción más detallada del país.

1.2.6.1 Federación de Rusia.

➤ **Producción y reservas.** Gazprom es la principal compañía encargada de la producción de gas natural en Rusia. Además, controla el sistema de redes de transporte. Es una compañía financiera integrada verticalmente, en donde el estado tiene una participación en sus acciones del 50% más uno y grupos extranjeros pueden tener hasta el 20% de las acciones (como límite).

Según el reporte anual de 2017 de Gazprom, la compañía controla el 72% (35.355,4 MMMm3/a) de las reservas del país que suman un total de 49 300 MMMm3/a (como se muestra en la tabla 17), el 17% en las reservas mundiales, aporta el 68% (472.1 MMMm3/a) de la producción de gas nacional de un total de 694,3 MMMm3/a y el 12% de la producción mundial.

Tabla 15. Distribución de reservas en Rusia.

DISTRIBUCIÓN RESERVAS EN RUSIA	Billones de M³	PORCENTAJE
Grupo Gazprom	35,4	72%
Compañías no pertenecientes a Gazprom	12,6	26%
Superficie Abierta	1,3	3%
TOTAL	49,3	

Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 23, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 110.

El presidente de Gazprom, Alexey Miller, afirma que “las reservas superan en un 50% el total de las reservas de las grandes empresas de petróleo y gas del mundo, como ExxonMobil, PetroChina, BP, Shell y Chevron”⁵³ por lo que la convierte en un competidor internacional importante; esto a través del intercambio de activos con compañías extranjeras, en particular europeos, lo que le permite a la compañía afianzarse en esos países (actividades de transporte y distribución).

Tabla 16. Reservas de gas natural por región en Rusia, Gazprom.

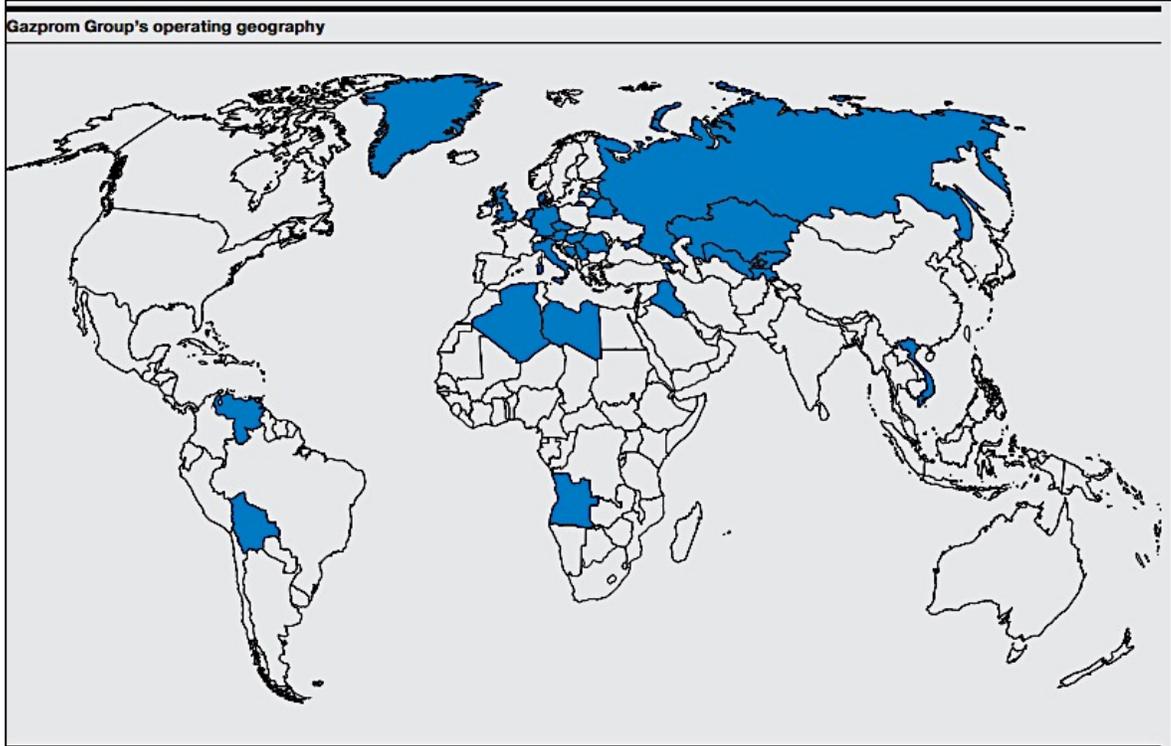
RESERVAS GAS NATURAL POR REGIONES	(MMMm3/a)
Distrito Federal de los Urales	20.302,60
Distrito Federal del Noroeste	319,30
Distrito Federal Sur y Distrito Federal Norte Caucásico	2.961,10
Distrito Federal del Volga	640,70
Distrito Federal de Siberia	2.102,10
Distrito Federal del Lejano Oriente	1.420,10
Plataforma continental de la Federación Rusa	7.609,50
RESERVAS TOTALES GAZPROM	35.355,40

Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 23, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 16.

Para el año 2017, Gazprom tuvo una producción de 472.05 MMMm3/a de gas natural, con un promedio por día de 1293.3 millones de metros cúbicos.

⁵³ SPUTNIKNEWS. La Rusa Gazprom se declara líder mundial de reservas confirmadas de hidrocarburos. [sitio web]. Sec. Rusia. 29 de junio del 2018 [consultada en 8, julio, 2018]. Disponible en <https://mundo.sputniknews.com/rusia/201806291079995290-gazprom-lider-mundial-en-que/>

Figura 28. Operaciones de Gazprom a nivel mundial.



Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 60.

Las exportaciones para la UE, en 2017, fueron de 194.000 millones de metros cúbicos (194 MMMm³/a). Es importante anotar que las exportaciones de GNL estadounidenses hacia la UE son bajas (0.5% del consumo total europeo), por lo que deja a Gazprom como el mayor distribuidor de gas natural en la UE con un 34,2% de participación; sin embargo, se hace aclaración en que el porcentaje de EEUU solo se vendió a los países que no consumen gas ruso, también es necesario señalar que este porcentaje es bajo debido al alto costo para la producción y el transporte marítimo desde los EEUU.

En 2017, el desglose de las exportaciones de GNL que aporta Gazprom correspondió al 4.46 MMMm³/a, donde compañías pertenecientes de Japón y China fueron las principales compradoras. En la tabla 19 se observa las ventas por país de GNL para ese año, donde Asia representa el 83% de las ventas.

Tabla 17. Ventas de GNL de Rusia.

Ventas de GNL por país (2017)	Poder Calorífico Millones de BTU	Volumen (MMMm3/a)	Peso Millones de Toneladas	Porcentaje
Japón	56.900.585	1,59	1,19	36%
China	29.426.835	0,82	0,62	18%
Taiwán (China)	19.820.160	0,56	0,42	12%
Kuwait	16.945.230	0,47	0,36	11%
Corea del Sur	13.235.029	0,37	0,28	8%
India	9.911.553	0,28	0,21	6%
España	6.459.153	0,18	0,14	4%
Tailandia	3.307.565	0,09	0,07	2%
Emiratos Árabes Unidos	3.145.740	0,09	0,07	2%
Total	159.151.850	4,46	3,34	100%

Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 138.

En 2017, las ventas de Gazprom hacia los países pertenecientes a la antigua Unión Soviética representaron un valor de 35,05 MMMm3/a de gas natural, como se muestra en la siguiente tabla 18:

Tabla 18. Volumen de gas natural comercializado hacia la CEI.

País	Volumen (MMMm3/a)
Bielorrusia	18,8
Ucrania	2,4
Moldavia	2,7
Kazajistán	4,8
Georgia	0,1
Osetia del Sur	0,05
Armenia	1,8
Azerbaiyán	0,4
Estonia	0,5
Letonia	1,8
Lituania	1,4
Kirguistán	0,3
TOTAL	35,05

Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 140.

➤ **Otras compañías.** Novatek es la principal compañía independiente de gas y la segunda mayor compañía de gas (Gazprom 19.6%, Total E & P Artic Russia 14.1% y SWGI Growth Fund (Chipre) 11.6%). En 2010, representó aproximadamente el 6% del gas natural producido en Rusia, proporcionando aproximadamente el 10% de las entregas totales de gas natural.

Otras compañías de gas independientes son Itera y Northgas (de las cuales Gazprom adquirió el 51% en 2005). Hoy, el 51% de Itera pertenece a Rosneft y Gazprom está vendiendo su participación en Northgas.

Sakhalin Energy es el operador del proyecto Sakhalin 2. Es controlado por Gazprom desde principios de 2007 (50% más una acción) que está asociado a Shell 27.5%, Mitsui 12.5% y Mitsubishi 10%). Inicialmente fue una empresa conjunta entre Shell (55%), Mitsui (25%) y Mitsubishi (20%).

Hay 3 tipos de compañías de distribución de gas: la Gorgaz (red de distribución dentro de las ciudades), la Oblgaz (nivel de distrito) y finalmente la Mezhraigaz (varios distritos). En general, los empleados poseen el 51% de las acciones de esas compañías, y el resto se distribuye entre la ciudad, la región, el Estado y Gazprom. Gazprom creó una compañía especializada en GNL, Gazprom LNG Limited, que es una empresa subsidiaria de Gazprom Marketing & Trading.

➤ **Consumo.** Basado en los datos estadísticos de la CIA (*Central Intelligence Agency*), Rusia se encuentra en el puesto 3 de la clasificación de consumo mundial de gas natural, superado solo por Estados Unidos y la Unión Europea. Realizando importaciones de 18 mil millones de metros cúbicos (dato 2015).

En 2017 el consumo total de gas natural fue 468 MMMm³/a, del cual se consume en su mayoría en la primera mitad de año debido a las condiciones climatológicas (invierno). En la siguiente tabla 19 se muestra el consumo desde el 2013 hasta el 2017.

Tabla 19. Consumo de gas natural en Rusia 2013 - 2017.

CONSUMO DE GAS RUSO, 2013 - 2017	MMMm³/a
2013	461,3
2014	458,4
2015	444,3
2016	456,7
2017	468

Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 97.

Los mayores consumidores locales se distribuyen de la siguiente manera: la generación de energía eléctrica y la industria para generación de calor ocupan el 37%; el gas domiciliario ocupa el 11%; la industria petrolera ocupa el 9%; el sector de vivienda y servicios públicos el 8%; y la metalúrgica el 6%.

➤ **Descripción de la infraestructura.**

➤ **Campos y plantas de producción.** Rusia posee amplios campos y plantas de producción, además de las plantas de procesamiento de gas (GPP por sus siglas en inglés), que lo mantiene en una influencia geopolítica importante. En el cuadro 3 se muestran los campos más representativos.

Cuadro 3. Campos de gas natural en Rusia.

CAMPO	LUGAR
1. Yamburgskoye	Al norte de la península de Taz, bahías Ob y Taz, región de Nadym-Pur-Taz
2. Urengoyskoye	
3. Zapolyarnoye	
4. Yuzhno-Russkoye	
5. Sutorminskoye y Severo-Karamovskoye	
6. Vyingayakhinskoye	
7. Novogodnee	
8. Vyingapurovskoye	
9. Yety-Purovskoye	
10. Severo-Kamennomyskoye	Península de Gydan
11. Vostochno-Messoyakhskoe*	
12. Kshukskoye	Península de Kamchatka
13. Nizhne-Kvakchinskoye	
14. Kruzenshternskoye	Península de Yamal
15. Kharasaveiskoye	
16. Tambeyskoye	
17. Bovanenkovskoye	
18. Kamennomyskoye-more	
19. Novoportovskoye	
20. Shtokmanovskoye	Plataforma continental de la Federación de Rusia en el mar de Kara, el mar de Barents y el mar de Pechora

Cuadro 3. (continuación)

CAMPO	LUGAR
21. Kirinskoye	Plataforma continental de la Federación Rusa en el Mar de Ojotsk
22. Yuzhno-Kirinskoye	
23. Astrakhanskoye	Región de Astracán y Región de Orenburg
24. Orenburgskoye	
25. Sección este del campo de OGRE OGC	
26. Chayandinskoye	República de Sakha (Yakutia)
27. Kuymbinskoye*	Territorio de Krasnoyarsk, Irkutsk, Tomsk y Kemerovo Regiones
28. Sobinskoye	
29. Kovyktinskoye	

Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 25, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/ff/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 10-11.

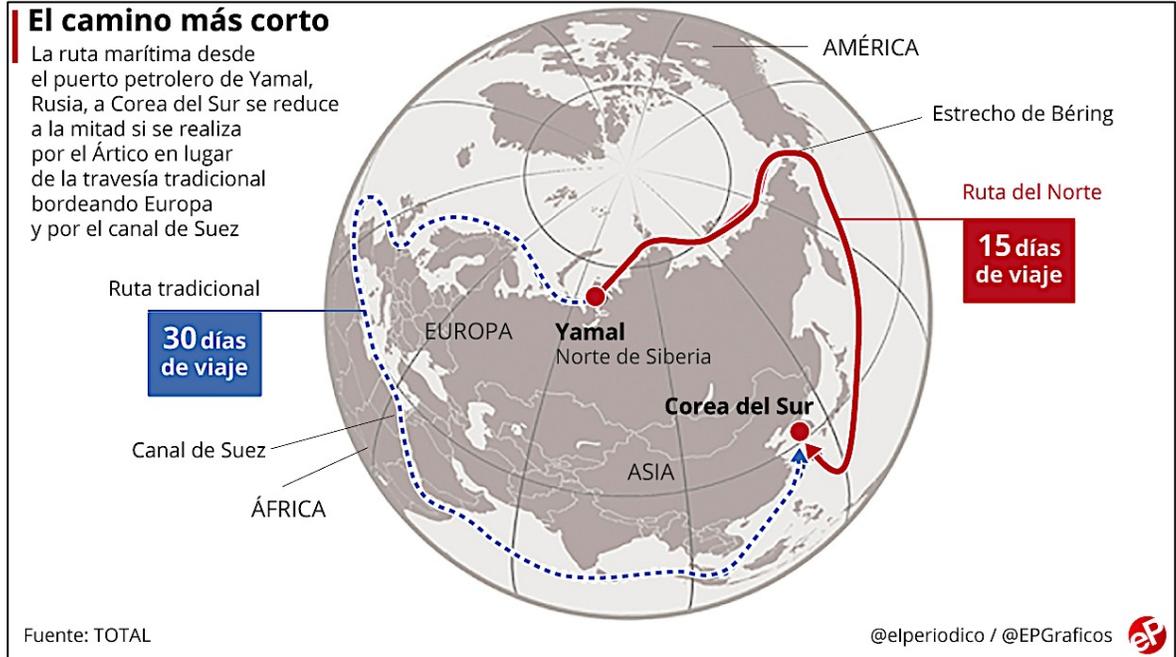
Las plantas de GNL son un proyecto que ha tomado fuerza a nivel mundial, es por esto que Rusia también ha invertido un importante capital. Una de las recientes plantas, que tiene como objetivo conectar a Rusia con el sudeste asiático, es Yamal LNG (*Licuated Natural Gas*).

Esta planta es una de las más grandes del planeta y se inauguró en el año 2017. La planta tiene como propósito proveer de gas natural licuado a los países asiáticos desde buques metaneros recorriendo menos trayecto por la ruta del norte (evitando el canal de Suez (Egipto) y, por ende, optimizando tiempos.

El primer envío desde la planta Yamal se realizó en diciembre de 2017, enviando 172.000 metro cúbicos de GNL, desde el metanero Christophe de Margerie. Además, Gas Natural Fenosa (empresa española) tiene un contrato firmado para suministro de gas a España por 3200 millones de metros cúbicos al año (más del 10 % de la demanda española).⁵⁴ En la figura 33 se observa la ruta que cubren los metaneros que transportan GNL desde la planta Yamal LNG.

⁵⁴ Rusia arrasa en el mercado energético global. SputnikNews [en línea]. 12 de diciembre del 2017 [revisada el 8 de julio de 2018]. Disponible en: https://mundo.sputniknews.com/radio_que_pasa/201712121074684330-energia-gas-rusia-estrategia/

Figura 29. Ruta de metaneros desde la planta Yamal LNG.



Fuente MADRIDEJOS, Antonio. Un gran metanero atraviesa por primera vez el Ártico entre Europa y Asia. El periódico. [sitio web]. 25, Agosto, 2017. Sec. Medio ambiente. [consultado en 25, Julio, 2018]. Disponible en: <https://www.elperiodico.com/es/medio-ambiente/20170825/metanero-christophe-de-margerie-atraviesa-artico-ruta-noreste-6246119>

➤ **Gasoductos.** En la tabla 20 se presentan los gasoductos que opera actualmente Gazprom.

Tabla 20. Gasoductos Rusos operados por Gazprom.

GASODUCTOS – TRONCALES						
Nombre	Distancia (Km)	Origen	Destino	Vía	Paso	Capacidad Máxima (MMMm ³ /a/año)
Blue Stream	1.213	Rusia	Turquía	Marítimo	Mar negro	16
Bovanenkov - Ukhta (I y II)	1.200	Península Yamal - Campo Bovanenkovskoye (Rusia)	Sistema Unificado de Suministro de Gas - Ukhta (Rusia)	Terrestre		115

Tabla 20. (continuación)

GASODUCTOS – TRONCALES						
Dzhubga – Lazarevsk oye – Sochi	171,1	Dzhubga (Rusia)	Sochi (Rusia)	Marítimo	Mar negro	3,8
Ukhta – Torzhok (I y II)	970	Sistema Unificado de Suministr o de Gas - Ukhta (Rusia)	Gryazovets (Rusia)	Terrestre	3 entidades: República de Komi, Arkhangelsk la región de Vologda.	45
Gryazovet s – Vyborg	900	Gryazovet s (Rusia)	Vyborg (Rusia) y gasoducto Nord Stream	Terrestre	Las regiones de Vologda y Leningrado.	55
Minsk – Vilnius – Kaunas – Kaliningra do gas trunkline	155	Minsk (Rusia)	Kaliningrado (Rusia)	Terrestre	Lituania y Bielorrusia	2,5
Nord Stream	1.224	Vyborg (Rusia)	Greifswald (Alemania)	Marítimo	Mar Báltico	55
Pochinki – Gryazovet s	645	Gryazovet s (Rusia)	Sistema Unificado de Suministro de Gas - Pochinki (Rusia)	Terrestre	Regiones: Nizhny Novgorod, Vladimir, Ivanovo, Yaroslavl y Vologda.	22
Sakhalin – Khabarov sk – Vladivost ok	1.800	Campo Offshore Sakhalin (Rusia)	Vladivostok (Rusia)	Marítimo - Terrestre	3 entidades: la región de Sakhalin y los territorios Khabarovsk y Primorye; además del limán del río Amur.	5,5

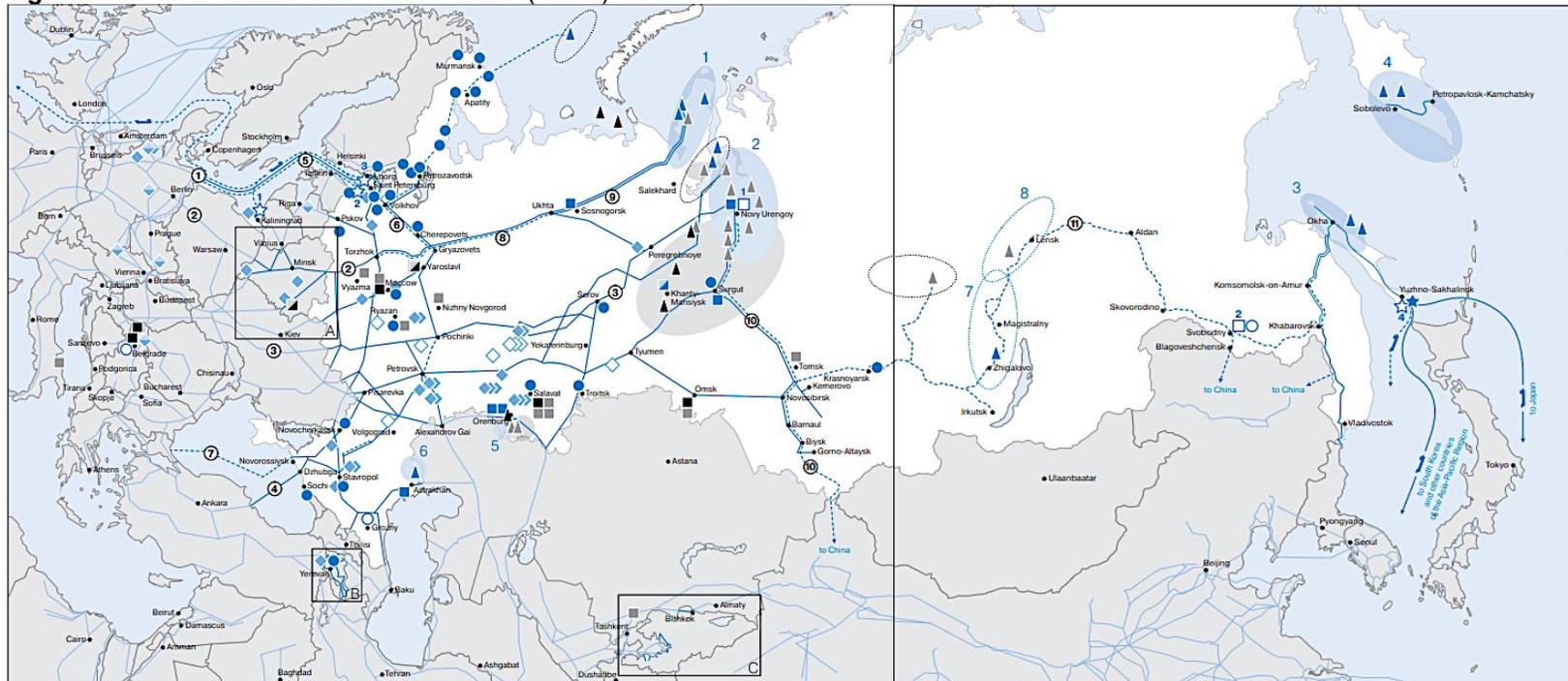
Tabla 20. (continuación)

GASODUCTOS – TRONCALES							
SRTO Torzhok	-	2.200	Campo Urengoy koye (Rusia)	Torzhok (Rusia)	Terrestre	Paralelo al gasoducto Bovanenkovo – Ukhta (I y II)	20,5 28,5 -
Yamal Europe	-	2.000	Torzhok (Rusia)	Frankfurt (Alemania)	Terrestre	Russia, Belarus, Poland and Germany.	32,9

Fuente adaptado de: GAZPROM. Gas Pipelines. [en línea]. 2018 [consultado en 25, julio, 2018].
Disponible en [http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipe lines/](http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipe%20lines/)

En la figura 30 se muestra el Sistema Unificado de Gasoductos, que contiene y conecta los gasoductos mencionados anteriormente en la tabla 20.

Figura 30. Sistema Unificado de Gasoductos (Rusia).



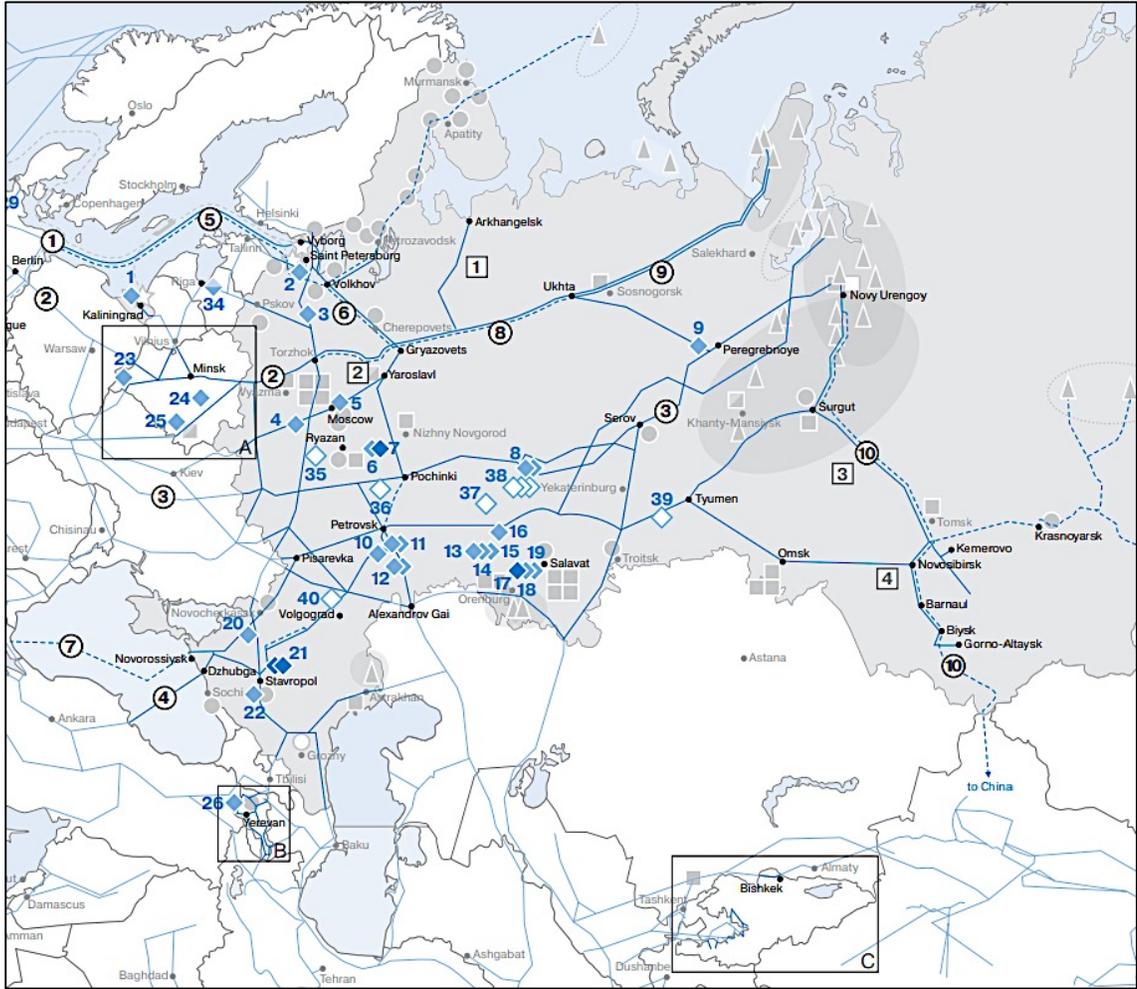
Fuente: GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 25 julio 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf P. 10-11.

Nord Stream AG es el consorcio internacional que opera el gasoducto Nord Stream. Los 5 accionistas son Gazprom (51%), E.ON (15.5%), Wintershall (15.5%, subsidiaria de BASF), Gasunie (9%) y GDF (9%).

➤ **Capacidad, almacenamiento, transporte y tecnología.** Según Madrideojos⁵⁵, el 'Christophe de Margerie' es el primero de una flota de 15 grandes metaneros que transportarán el GNL extraído en los ricos yacimientos de la península de Yamal, que cuenta con unas reservas estimadas de 926.000 millones de metros cúbicos, hasta Asia. El proyecto en Yamal es propiedad mayoritaria de Novatek, el mayor productor independiente de gas de Rusia. En la figura 31 se observa las principales trocales de gasoductos manejados por Gazprom, por otros operadores y las ductos proyectados a futuro, además, se observa la ubicación de las estaciones y principales rutas de exportación.

⁵⁵ MADRIDEJOS, Antonio. Un gran metanero atraviesa por primera vez el Ártico entre Europa y Asia. El periódico. [sitio web]. 25, Agosto, 2017. Sec. Medio ambiente. [consultado en 5, Julio, 2018]. Disponible en: <https://www.elperiodico.com/es/medio-ambiente/20170825/metanero-christophe-de-margerie-atraviesa-artico-ruta-noreste-6246119>

Figura 31. Sistema de redes de gasoducto en Rusia.



Principales Troncales de gasoductos		Principales rutas de exportación de gas	
Gasoductos existentes del Grupo Gazprom		Gasoducto Nord Stream	1
Otros gasoductos existentes		Yamal - gasoducto de Europa	2
Gasoductos en construcción y gasoductos proyectados		Urengoy - gasoducto de Uzhgorod	3
		Gasoducto Blue Stream	4
		Proyectos de transporte de gas	
		Gasoducto Nord Stream 2	5
		Expansión de la capacidad de transporte de gas de UGSS en la sección de Gryazovets -	6
		Gasoducto Turkish Stream	7
		Ukhta - gasoducto Torzhok 2	8
		Bovanenkovo - Ukhta 2 gasoducto	9
		Potencia del gasoducto Siberia 2	10
		Energía del gasoducto de Siberia	11
		Sakhalin - Khabarovsk - Vladivostok	12
Instalaciones de almacenamiento de gas			
UGSF existentes, capacidad activa más de 5 bcm			
UGSF existentes, capacidad activa menos de 5 bcm			
UGSF existentes co-invertidos por Gazprom Group			
UGSFs en construcción y UGSF proyectadas			

Fuente: GAZPROM. Gazprom in Figures 2013–2017 Factbook [sitio web]. [consultado en 25, julio, 2018]. Disponible en Internet: <http://www.gazprom.com/f/posts/12/255042/gazprom-in-figures-2013-2017-en.pdf> p. 44.

Rusia tiene gran capacidad para almacenar gas natural bajo la superficie, siendo importante en su desarrollo industrial. Esta modalidad es esencial para guardar la seguridad de suministro en caso de presentarse algún accidente (esto es susceptible especialmente en épocas de verano debido a la exposición de altas temperaturas).

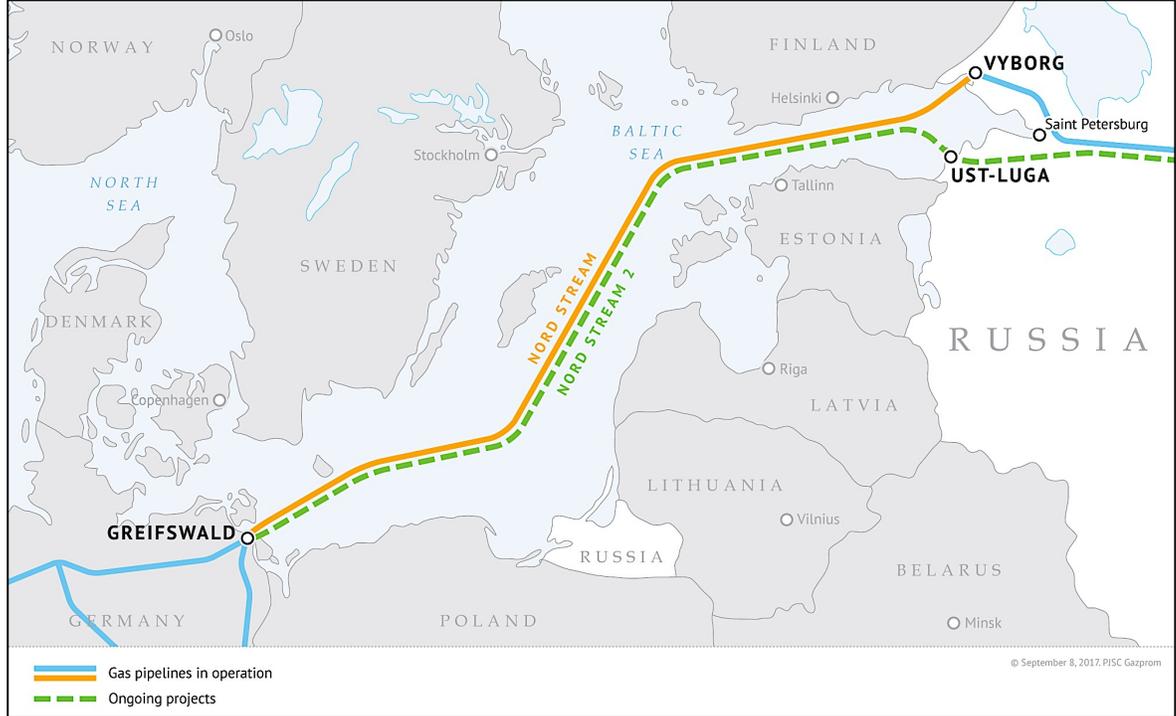
Según Gazprom⁵⁶, a diciembre de 2012, Rusia contaba con 25 sitios disponibles para desarrollar este proceso de almacenamiento (17 en reservorios agotados de gas y 8 en acuíferos) y una capacidad volumétrica de 68.16 mil millones de metros cúbicos. En 2017, logra tener 26 centros de almacenamiento con capacidad de 74.93 mil millones de metros cúbicos.

➤ **Infraestructura en construcción.** Rusia realizó una inversión millonaria en el proyecto Nord Stream 2, el cual consiste en construir un gasoducto que pasa por debajo del mar Báltico, comenzando desde la Ust-Luga (región de Leningrado, Rusia) saliendo en Alemania en el área Greifswald; estando la ubicación de salida cerca a la estación de llegada del Nord Stream 1.

El Nord Stream 2 asegurará una capacidad energética creciente en la demanda Europea. La capacidad de transporte se estima en 55 MMMm³/a por año. Se estima que el gasoducto entre en operación a finales de 2019. El proyecto está financiado por las empresas ENGIE, OMV, Royal Dutch Shell, Uniper, y Wintershall con una participación hasta la mitad (50%) del costo total del proyecto. En la figura 36 se muestra el mapa donde atravesará el gasoducto, recorriendo aproximadamente 1200 km.

⁵⁶ GAZPROM. Gazprom in Figures 2013–2017 Factbook. [sitio web]. Sec. Posts. [consultado en 25, Julio, 2018]. Disponible en <http://www.gazprom.com/ff/posts/12/255042/gazprom-in-figures-2013-2017-en.pdf> p. 50.

Figura 32. Gasoducto Nord Stream 2 desde Rusia a Alemania.

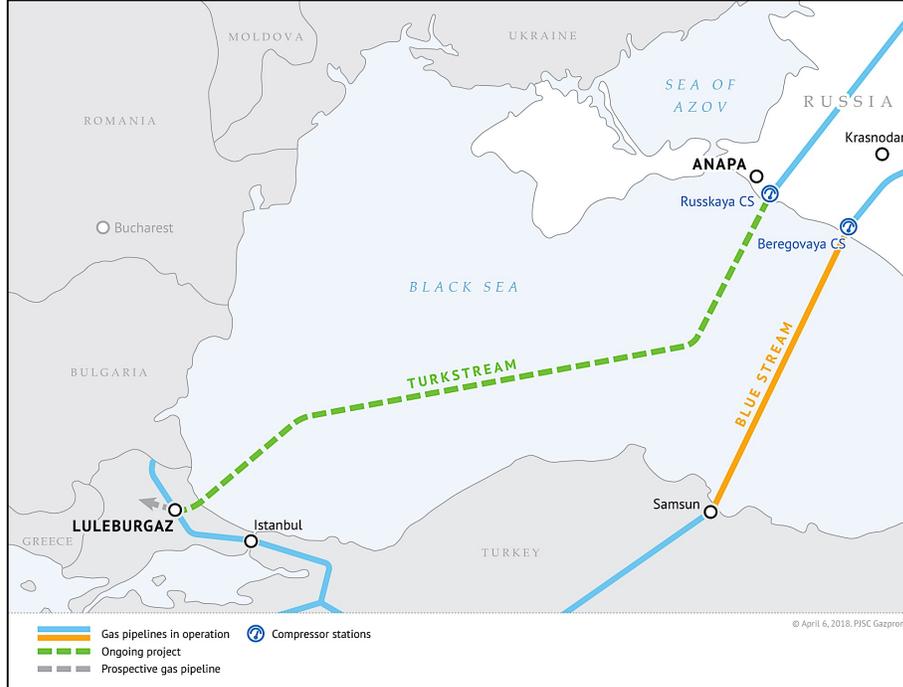


Fuente: GAZPROM. Nord Stream. [sitio web]. [consultado en 25, julio, 2018]. Disponible en Internet: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/nord-stream/>

El TurkStream es otro de los proyectos que tiene la Federación de Rusia. Este gasoducto permitirá afianzar el comercio de gas natural desde Rusia hasta Turquía, el cual se abastece actualmente con los gasoductos Blue Stream y Trans-Balkan. Está dimensionado con dos líneas de transporte, de las cuales una se destinará a Turquía y el segundo será enviado hasta Europa meridional y sudoriental, atravesando el mar Negro.

Cada línea del TurkStream tendrá una capacidad de transporte de 15.75 MMMm³/a, cubriendo una ruta de 900 km desde Anapa (Rusia) hasta Luleburgaz (Turquía), como se muestra en la siguiente figura 33:

Figura 33. Gasoducto Turkstream desde Rusia hasta Turquía.



Fuente: GAZPROM. Turkstream. [sitio web]. [consultado 25, julio, 2018].
Disponble en Internet
<http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/turk-stream/>

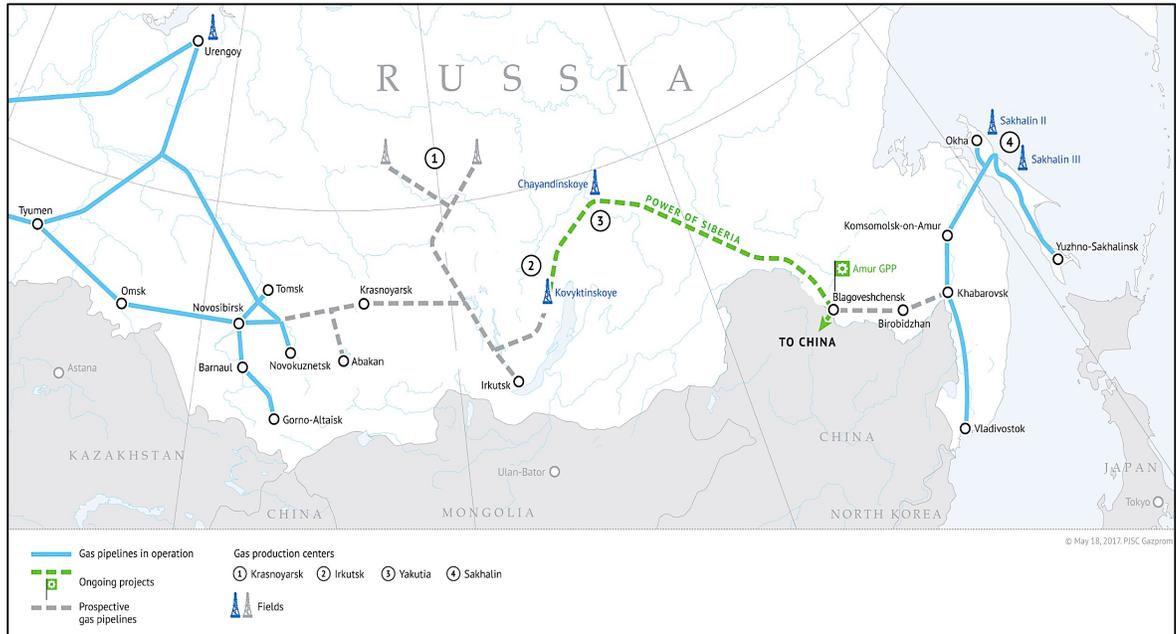
En mayo 7 del 2017 se comenzó la construcción del gasoducto anteriormente mencionado, como se muestra en la siguiente figura 34:

Figura 34. Construcción del gasoducto Tukstream.



Fuente: GAZPROM. Turkstream. [sitio web]. [consultado 25, julio, 2018].
Disponble en Internet
<http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/turk-stream/>

Figura 35. Gasoductos en el Este de Rusia.



Fuente: GAZPROM. Turkstream. [sitio web]. [consultado 25, julio, 2018]. Disponible en Internet <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/turk-stream/>

Por último, dentro de los proyectos vigentes, se encuentra la línea troncal de gas natural *Power of Siberia*, el cual transportará el recurso desde Irkutsk y Yakutia hasta la Zona Este del país, además del suministro hacia China. El diseño se observa en la figura 35. Tendrá una longitud de 3000 km y una capacidad de transporte de 38 MMMm³ por año.

➤ **Precio.** El gas ruso se comercia internamente utilizando dos enfoques dependiendo del sector al cual se destine, con precios fijados por el Gobierno o precios no regulados. El gas producido por las subsidiarias de Gazprom es vendido, en su mayoría, con precios fijados por el Gobierno (si estas ventas son al por mayor); siendo sus precios diferenciados en grupos de consumidores: doméstico, industrial y el precio por zona (basado en las distancias entre el lugar de producción y el consumidor). Las ventas al por mayor que se destinan a la licuefacción y exportación de GNL no tiene precios regulados por el Gobierno.

Es importante resaltar que en Rusia existe el SPIMEX (*Saint Petersburg International Mercantile Exchange*, Bolsa Mercantil Internacional de San Petersburgo) que se estableció en 2008 para facilitar el comercio de petróleo y sus derivados, y que ahora también permite comerciar contratos para crear un mecanismo transparente de estandarización de precios justos en los *commodities* producidos en la Federación de Rusia y los países de la Comunidad de Estados Independientes (CEI). El gas natural se comenzó a comerciar dentro de esta bolsa

en Octubre de 2014. “En 2017, Gazprom vendió 17.5 MMMm3/a a través de este mecanismo (siendo este valor el máximo permitido por Rusia hasta el momento)”⁵⁷.

Según Oxford⁵⁸, para poder comerciar gas en el SPIMEX, se ofrecen 4 puntos los cuales están ubicados alrededor de las Estaciones de Compresión (CS, *Compressor Stations*) en el Sistema Troncal de Gasoductos Ruso. Las estaciones son Nadym CS, Vyngapurovskaya CS, Yuzhno-Balykskaya CS y Parabel CS. El gas se comercia unilateralmente, es decir que no se puede re vender gas dentro del SPIMEX, por lo que el principal uso que le debe dar el comprador es para su consumo total. Una vez realizado el trato, Gazprom Mezhrefiongaz Delivery provee agencias de servicio para su transporte con acceso al sistema de gasoductos garantizando el precio pre firmado en el acuerdo para todo el gas comercializado. Es importante resaltar que el acceso al gasoducto debe ser negociado con Gazprom antes de completar cualquier operación con el fin de evitar conflictos de intereses.

⁵⁷ GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado 20, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/ff/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf p. 98.

⁵⁸ THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. The SPIMEX Gas Exchange: Russian Gas Trading Possibilities. OXFORD [sitio web]. Enero 2018 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/The-SPIMEX-Gas-Exchange-Russian-Gas-Trading-Possibilities-NG-126.pdf>

1.2.6.2 Asia central. Turkmenistán cuenta con reservas probadas a 2015 de 9904 MMMm³/a, siendo el segundo país de Euroasia en tener mayores reservas (15%). “En 2005 tenía reservas probadas de 2 680 mil millones de m³ pasando a 10 000 mil millones en 2010, representando una subida importante en la oferta que representa para su exportación”⁵⁹. De esta manera tiene una participación en reservas mundiales del 5% (2015). La producción que tuvo en 2015 fue de 81,10 miles de millones de m³ con un crecimiento de 4,3% respecto al 2014 (77,76 MMMm³/a), dando un pronóstico de producción de 122 años, siendo el tercer país (a nivel mundial) con un panorama más amplio en producción (solo superado por Irán y Catar).

En 2015, Turkmenistán tuvo un creciente consumo del 30,9% con un volumen de 32,02 MMMm³/a con respecto al año anterior (24,47 MMMm³/a en 2014). Registra un consumo promedio per cápita 5 959 metros cúbicos por año.

Turkmenistán no cuenta con plantas de licuefacción ni regasificación siendo innecesario debido a su nulo capacidad de importación. Las exportaciones registradas en el 2015 fueron de 49,08 MMMm³/a. Este país no tiene importaciones directas, es decir que no consume gas proveniente de otro país.

El tercer país euroasiático que se ubica en este puesto es Kazajistán teniendo reservas de 1 918 MMMm³/a que representan tan solo el 3% del total de la región. En 2015 tuvo una producción anual de 39,24 MMMm³/a. Este país presenta un consumo 32,96 MMMm³/a y exportaciones e importaciones de 10,49 y 4,22 MMMm³/a respectivamente.

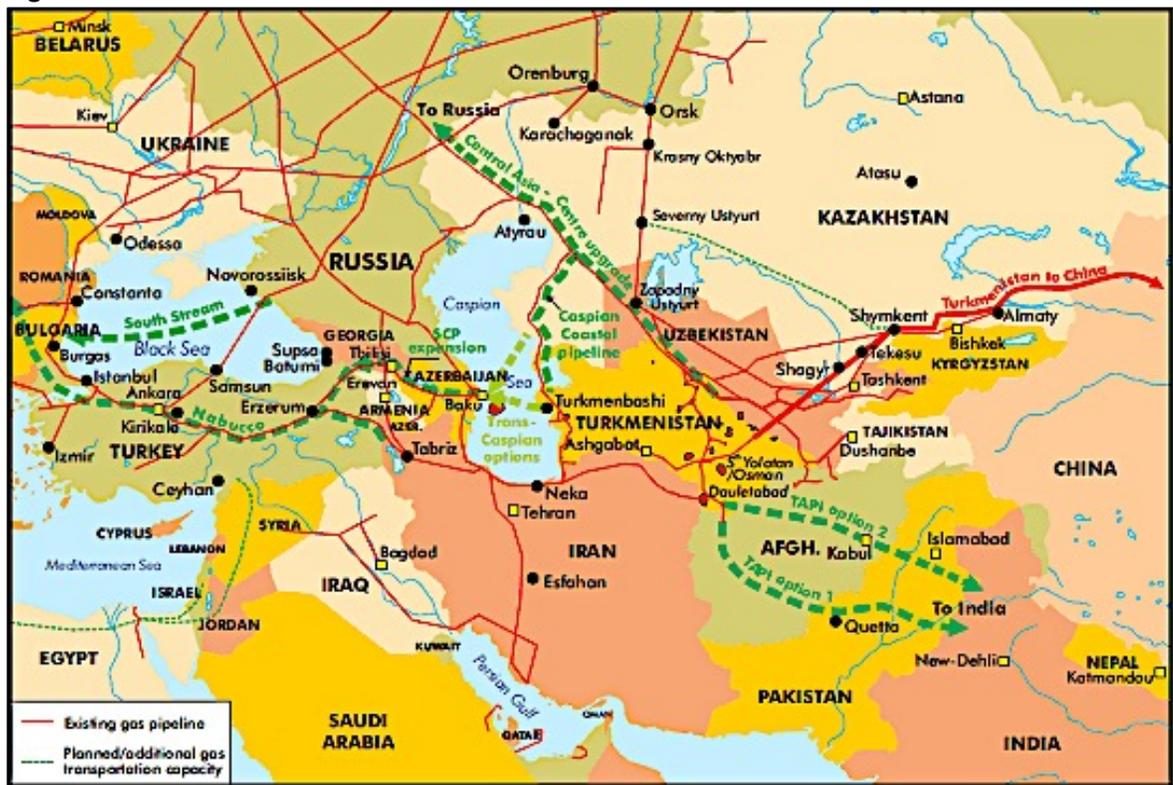
Azerbaiyán y Uzbekistán ocupan el cuarto y quinto puesto en posesión de reservas euroasiáticas. En 2015, tuvieron una producción de 19,53 y 57,09 MMMm³/a respectivamente. Según Gazprom Internacional⁶⁰, la compañía nacional de Uzbekistán encargada conceder las licencias para la exploración y producción de gas (y petróleo) se llama Uzbekneftegaz. Uzbekistán cuenta con importantes proyectos que abastecen el gasoducto Asia Central – Centro, dos de ellos son: el proyecto de gas y petróleo de Shakhpakhty, y el yacimiento Dzhel.

“En 2002, grupo Gazprom firma un acuerdo con Uzbekneftegaz para desarrollar una colaboración estratégica en el sector de gas. Este acuerdo permite la compra de

⁵⁹ ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Sec. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf P. 37

⁶⁰ GAZPROM INTERNACIONAL. Uzbekistan. [sitio web]. Sec. Operations. [consultado en 13, julio, 2018]. Disponible en <http://www.gazprom-international.com/es/operations/country/uzbekistan>

Figura 37. Gasoductos de Asia Central 2



Fuente: IEA. Uzbekistan Energy Report. Oil Peak [sitio web]. 14 de febrero del 2012 [consultado en 2, julio, 2018]. Disponible en: <http://www.endofcrudeoil.com/2012/02/uzbekistan-energy-report.html>

1.2.7 Asia.

Tabla 21. Tabla general de movimiento de gas natural en Asia (2015).

País	Reservas (MMM m3)	Producción (MMM m3)	Años restantes de producción	Exportaciones (MMM m3)	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Capacidad de regasificación (MMM m3)
Afganistán	100	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Bangladesh	405	24,61	16	N.D.	N.D.	24,61	N.D.	N.D.
Brunei	263	12,46	21	8,52	N.D.	3,94	10,10	N.D.
China	2.644	133,68	20	2,60	57,95	189,02	N.D.	65,20
Hong Kong	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	2,48	2,48	N.D.	N.D.
India	1.489	31,66	47	N.D.	18,89	50,55	N.D.	34,10
Indonesia	2.775	75,68	37	34,21	N.D.	41,47	30,30	10,10
Japón	32	3,09	10	N.D.	117,83	120,91	N.D.	264,10
Malasia	2.740	69,19	40	34,91	9,42	43,69	34,90	5,20
Myanmar (Birmania)	290	16,16	18	15,13	N.D.	1,03	N.D.	N.D.
Pakistán	723	33,10	22	N.D.	N.D.	33,10	N.D.	4,70
Filipinas	56	3,46	16	N.D.	N.D.	3,46	N.D.	N.D.
Singapur	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	11,12	11,12	N.D.	8,20
Corea del Sur	1	0,20	5	N.D.	46,45	46,93	N.D.	109,70
Taiwán	3	0,32	9	N.D.	18,37	18,69	N.D.	21,00
Tailandia	207	32,70	6	N.D.	13,57	46,27	N.D.	6,80
Vietnam	211	11,13	19	0,00	N.D.	11,13	N.D.	N.D.
TOTAL	11.939	447,44	287	95,37	296,08	648,40	75,30	529,10

Información tomada en base a: ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Sec. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf

Según la tabla 21, Indonesia, Malasia y China concentran el 68% de las reservas asiáticas (8 159 MMMm3/a), siendo respectivamente los 3 primeros puestos de la región, seguido de India que posee reservas por 1 489 MMMm3/a. Sin embargo, la República Popular de China es el país que tiene tasas de producción anuales más grandes registrando en 2015 un flujo de 133,68 MMMm3/a, debido a que registra el consumo más alto de la región con 189,02 MMMm3/a.

Indonesia, Malasia y Myanmar son los países que exportan mayor cantidad de gas natural (84,15 MMMm3/a), no obstante este valor es pequeño para lo que representa la región en su consumo total. Según SNAM⁶³, Asia es la región que posee la mayor cantidad de importaciones con procesos de GNL, aumentando su

⁶³ SNAM, BGC Center For Energy Impact. Global Gas Report 2017. [google académico] 2017. [consultado en 30 Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en http://www.snam.it/export/sites/snamp-repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2017.pdf p. 13

capacidad significativamente desde 2010; estas adiciones por países fueron: China en 25 MMMm³/a, India en 10 MMMm³/a, Japón en 10 MMMm³/a, Corea del Sur en 9 MMMm³/a e Indonesia en 9 MMMm³/a por año. No obstante, Asia no cuenta con un centro de GNL dominante debido a su falta de integración (de GNL) entre países.

Debido a que las potencias asiáticas China, Japón y Corea del Sur son las mayores consumidoras de gas natural en la región, se hace un énfasis en estos tres países.

China posee se ha vinculado al desarrollo de producción de gas no convencionales consiguiendo un proceso exitoso, siendo el Shale Gas y CBM (*Coal Bed Methane*, metano a base de estratos de carbón) predominantes. En 2014 China logró una producción de CBM de 3,6 MMMm³/a por año; además, el Ministerio de Tierra y Recursos chino estima que la producción a base de estos procesos aumente a 30 MMMm³/a por año en 2020.

China realiza gran parte de sus importaciones por medio de la regasificación del GNL. Cuenta con varias plantas de GNL a Pequeña Escala (SSLGN, Small Scale LNG) (menor a 1 millón de toneladas por año) y plantas Flotantes de GNL ubicados en el mar.

En el cuadro 4 se muestran los principales gasoductos chinos.

Cuadro 4. Gasoductos de la República Popular China

GASODUCTO	CAPACIDAD MMMm ³ /a/año	STATUS	AÑO PRODUCCIÓN
Asia Central - Línea A/B	30	En operación	2011
China - Burma (Sino-Myanmar)	12	En operación	2013
Asia Central - Línea C	25	En operación	2014
Rusia – Línea del Este (" <i>Power of Siberia</i> ")	38	En construcción	2018
Asia Central - Línea C	30	En construcción	2020
Rusia - Línea del Oeste (" <i>Power of Siberia 2</i> ")	30	Demorado	

Fuente: WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. Disponible en <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> p. 38.

Las 5 principales compañías chinas que manejan la industria gasífera en Asia se muestran en la siguiente tabla 22:

Tabla 22. Principales compañías chinas.

COMPAÑÍA	ESTADO DE CUENTA CONSOLIDADO (INGRESOS EN MILES DE MILLONES DE USD)	PRODUCCIÓN 2014 (CONSOLIDADO) MMMM3/A
Sinopec Shanghai Petrochemical Co., Ltd.	\$442	20
China National Petroleum Corporation (CNPC)	\$427	114
China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)	\$96	22
Beijing Enterprises Holdings Limited	\$6,2	10
Shenergy Group Company Limited	\$5	7

Fuente: CARPENTER, J. William. The 5 Biggest Chinese Natural Gas Companies (SHI, PTR). Investopedia [sitio web]. [consultado en 23, julio,2018]. Disponible en <https://www.investopedia.com/articles/markets/090315/5-biggest-chinese-natural-gas-companies.asp>

Al igual que China, Japón cuenta con plantas SSLNG y Corea de Sur cuenta con varias plantas Flotantes de GNL. Japón y Corea del Sur tienen una infraestructura de GNL muy estable, esto les permite tener un suministro de GNL sólido y, por ende, representa un crecimiento limitado en la estructura. Siendo Japón el mayor y más grande importador de GNL, teniendo el mercado de gas más firme a nivel mundial. Para 2015, el consumo de gas interno de Japón fue de 120,91 MMMm3/a del cual fue dado por la producción nacional el 3.09 MMMm3/a. El consumo para Corea del Sur se registró en 46.93 MMMm3/a siendo importado el 99% por modalidad de GNL.

A pesar que Asia es un importante (y por mucho) importador de gas natural licuado, sigue siendo dominante el petróleo en sus estadísticas. Esto se debe a que manejan dos estructuras de mercado totalmente diferentes, además la ausencia de transparencia hace que la competitividad en la región sea difícil.

Retomando la importancia de las exportaciones, el país más importante en la región es Malasia, el cual exporta cantidades de 34.91 MMMm3/a. Según el reporte de 2012 de Enerdata

“Petronas (empresa estatal de Malasia) planea invertir US \$ 5,1 mil millones para desarrollar la cuenca de gas del norte de Malasia. Este nuevo proyecto comprende nueve campos de gas descubiertos a unos 300 kilómetros de la costa este de Malasia peninsular. Se instalará una tubería de 200 km de largo para transportar el combustible a Kerteh, en el estado de Terengganu. La primera entrega de 2.8 mcm / d (1 MMMm3/a / año) de gas natural se espera para principios de 2013, y se incrementará a 7.1 mcm / d (2.6 MMMm3/a / año) para 2015”⁶⁴.

⁶⁴ ENERDATA, Global Energy Market Research: Malasya. Septiembre, 2012 [Ebsco Host] [Consultado 14, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2070/ehost/pdfviewer/pdfviewer?vid=20&sid=721d0d21-af27-44b2-ad2c-1d04b37c1188%40pdc-v-sessmgr05> p. 9.

Además Asia tiene pendiente la terminación de la construcción del gasoducto Trans-ASEAN (TAGP) que conecta las redes de gas de los países pertenecientes a ASEAN. El acuerdo para la construcción se firmó en Julio de 2002 con proyección para ser inaugurado en 2020 con una longitud de 4 200 km para conectar los 10 países miembros. Además, cuenta con el gasoducto Sabah-Sarawak (SSGP) que es operado por Petronas y tiene una capacidad de 36 millones de toneladas por año en licuefacción, lo que permite traer la producción offshore del norte de los campos ubicado en Sabah y transportarlo a través de los dos estados malayos.

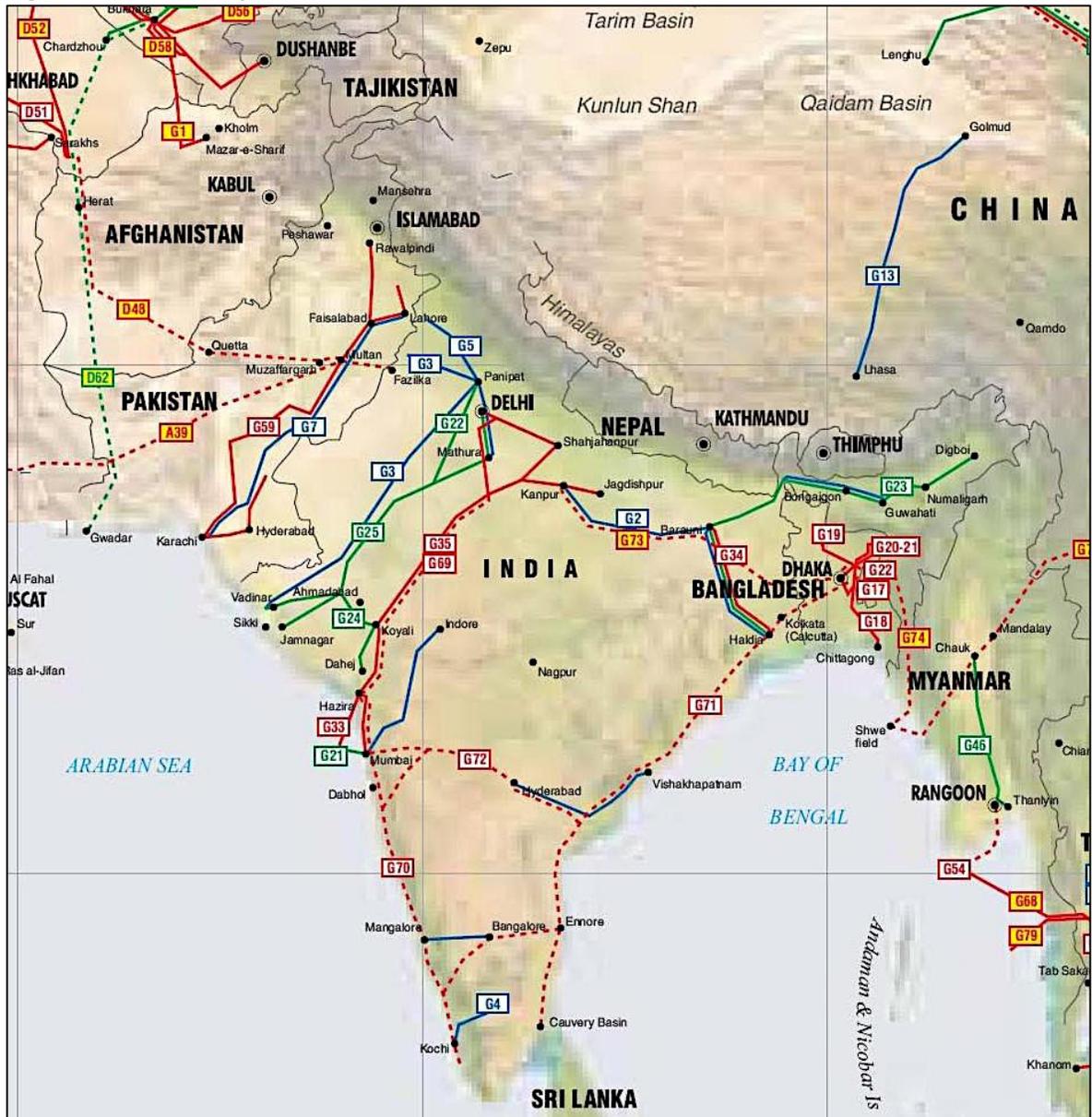
Los gasoductos presentes en el continente asiático se observan en las figuras 38, 39 y 40.

Figura 38. Redes de gasoductos en el Este de Asia



Fuente: COUNTRIES OF THE WORLD. South Asia Pipelines Map. [sitio web]. [consultado en 15, junio, 2018]. Disponible en: https://theodora.com/pipelines/south_asia_oil_gas_products_pipelines_map.html

Figura 39. Redes de gasoductos en el Sur de Asia



Fuente: COUNTRIES OF THE WORLD. South Asia Pipelines Map. [sitio web]. [consultado en 15, junio, 2018]. Disponible en: https://theodora.com/pipelines/south_asia_oil_gas_products_pipelines_map.html

1.2.8 Oceanía.

Tabla 23. Tabla general de movimiento de gas natural en Oceanía(2015).

País	Reservas (MM Mm3)	Producción (MMM m3)	Años restantes de producción	Exportaciones (MMM m3)	Importaciones (MMM m3)	Consumo (MMM m3)	Licuefacción (MMM m3)	Capacidad de regasificación (MMM m3)
Australia	3.791	66,50	57	34,81	6,54	38,24	44,80	N.D.
Nueva Zelanda	61	4,84	13	N.D.	N.D.	4,90	N.D.	N.D.
Papua Guinea	Nueva 218	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	10,10	N.D.
TOTAL	4.070	71,34	70	34,81	6,54	43,14	54,90	0,00

Información tomada en base a: ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Sec. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-caffe/WOGR-2016.pdf

Australia posee las mayores reservas del continente oceánico y, a su vez, la mayor producción, esto gracias a los importantes avances tecnológicos para producir gas *shale* (no convencional). “También es el mayor exportador, importador y consumidor. Al igual que China, Australia ha mejorado la producción de gas por CBM y estima reservas por este tipo de yacimientos de aproximadamente 1 141 MMMm3 produciendo anualmente 12,2 MMMm3 al año (2014)”⁶⁵. Además, utiliza el gas extraído de esta forma para procesarlo y exportarlo en GNL. Tiene tres plantas para procesos de licuefacción: Queensland Curtis LNG, Australia Pacific LNG y Gladstone LNG y un proyecto aún en construcción que espera estrenarse este año (2018) conocido como Prelude FLNG.

Australia junto con Catar son los dos países que más exportaciones representan en la modalidad de GNL. Donde el 70 % de las exportaciones australianas tienen como destino Japón, con pequeños cargamentos destinados a Kuwait, China, Corea del Sur y Taiwán. “En 2010, el mercado doméstico estaba manejado por seis empresas BHP Billiton, Santos, ExxonMobil, Origin Energy, Woodside y Apache Energy, dominando el 65 % de la demanda. En el cual predomina la integración vertical de procesos y gran parte de las empresas, además de producir gas natural, también cuentan con plantas para generación de energía eléctrica”⁶⁶. En el cuadro 5 está la distribución de los productores y distribuidores de gas natural en Australia.

⁶⁵ WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. Disponible en <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> p. 9.

⁶⁶ NRGExpert. Shale Gas Report. [Ebsco host]. [Consultado en 9, Julio, 2018]. Londres.uk, 2012. Archivo en PDF. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2070/ehost/detail/detail?vid=17&sid=fa64337d-0547-448d-aa7c-59be1724e08a%40sessionmgr102&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1l aG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#db=bth&AN=117502902> p. 257.

Cuadro 5. Principales participantes en gas natural en los territorios y estados australianos.

ESTADO/TE RRITORIO	PRODUCCION	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	RETAIL
Victoria	Esso/BHP (Cuenca de Gippsland) & Santos	GPU GasNet 3	Westar, Stratus Grids Multinet Gas 1	Kinetik, Energy 21 Ikon Energy1
Nueva Gales del Sur / ACT	Santos (Moomba) & Esso/BHP	AGL Pipelines Ltd, EAPL & AGL Gas Grids	AGL Gas Network, Great Southern Energy & Stratus Grids	AGL, Great Southern Energy & Energy 21
Queensland	Santos, OCA, Esso, Boral Energy & Energy Equity	AGL Pipeline Ltd, Epic Energy, Duke Energy, Allgas Energy Ltd & Energy Equity	Allgas Energy Ltd Envestra/Boral Energy &, the Roma & Dalby Councils	Allgas (Energex) Boral Energy & Roma & Dalby Councils
Sur de Australia	Santos, Esso & Boral Energy	Epic Energy, Boral/Envestra & Santos	Envestra/Boral Energy	Boral Energy
Oeste de Australia	LNG JV, BHP, Boral Energy, Phoenix Energy & ARC Energy NL	Epic Energy, Goldfields Gas Transmission JV & CMS Gas Transmission of Australia	AlintaGas (GovÖt)	AlintaGas (GovÖt)
Territorios del Norte	Santos & Magellan Petroleum	Pipelines 2 are operated by NT Gas Pty Ltd	Envestra/Boral Energy	Boral Energy

NRGExpert. Shale Gas Report. [Ebsco host]. [Consultado en 9, Julio, 2018]. Londres.uk, 2012. Archivo en PDF. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2070/ehost/detail/detail?vid=17&sid=fa64337d-0547-448d-aa7c-59be1724e08a%40sessionmgr102&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1l aG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#db=bth&AN=117502902> p. 257.

El gas natural es almacenado en Victoria, Australia Occidental y en la cuenca Cooper. La planta de gas TRUenergy es la facilidad más grande con una capacidad de almacenamiento de 22 PJ. Algunos proyectos en desarrollo incluyen la expansión de la facilidad de Mondarra en el Este de Australia y la construcción de la facilidad de *AGL Energy* para almacenar CBM en Queensland.

Según varios autores y reportes, los pronósticos del crecimiento acelerado australiano, en consumo y producción de gas natural, se estima con un tiempo de 20 años, dando resultados a partir del 2020. En la figura 41 se muestran los gasoductos (en línea roja continua) que están presentes en Oceanía.

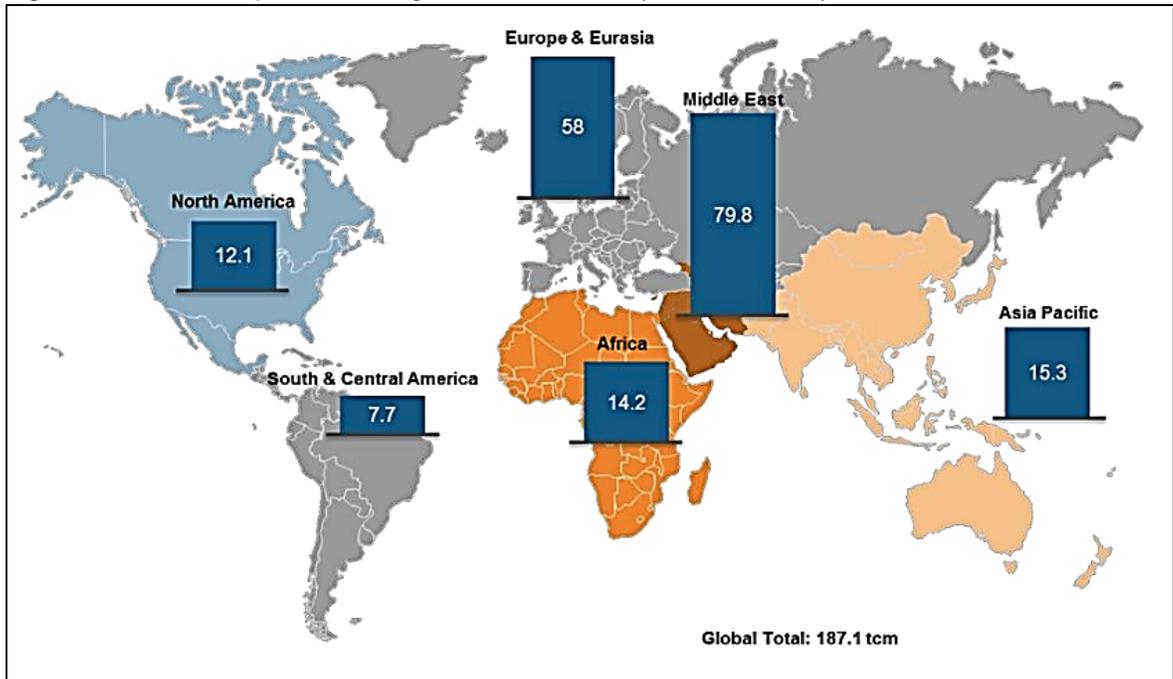
Figura 41. Gasoductos de Oceanía



Fuente: GEOGRAFÍASINFO. Mapas de Las tuberías en Australia, Nueva Zelanda y Papua Nueva Guinea . [sitio web]. 26 junio 2012 [consultado 24, julio, 2018]. Disponible en Internet: https://geografiainfo.es/tuberias/mapa_tuberias_en_australia_nueva_zelanda_y_papua_nueva_guinea.html

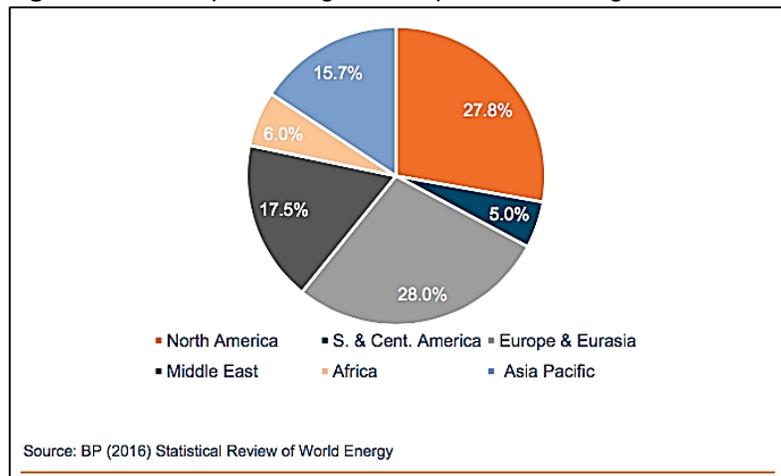
1.3 MAPA DE COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

Figura 42. Reservas probadas de gas natural a 2015 (Billones de m3).



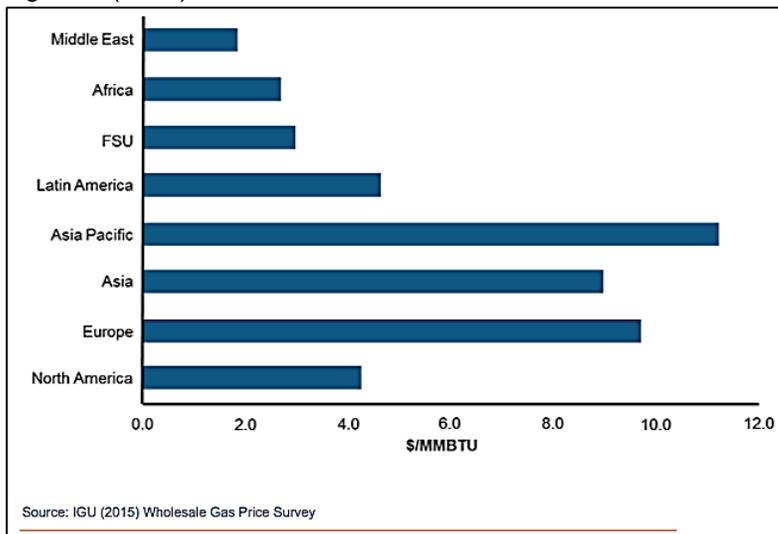
Fuente: WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. Disponible en <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> p. 232.

Figura 43. Participación regional de producción de gas natural.



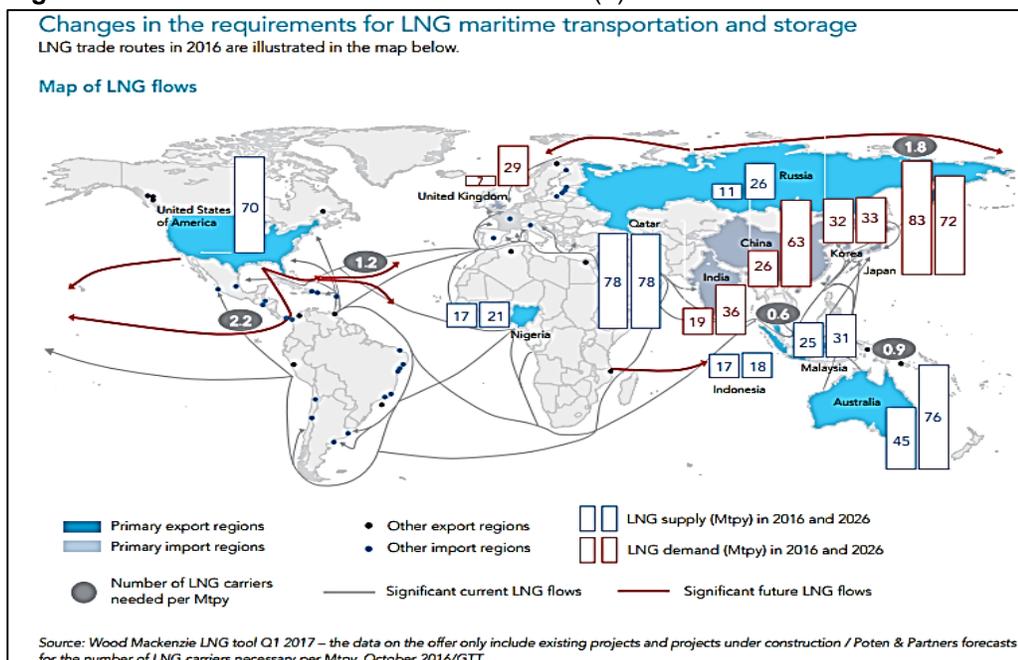
Fuente: WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. Disponible en <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> p. 234.

Gráfica 5. Promedio de precios de venta al por mayor de gas por regiones (2014).



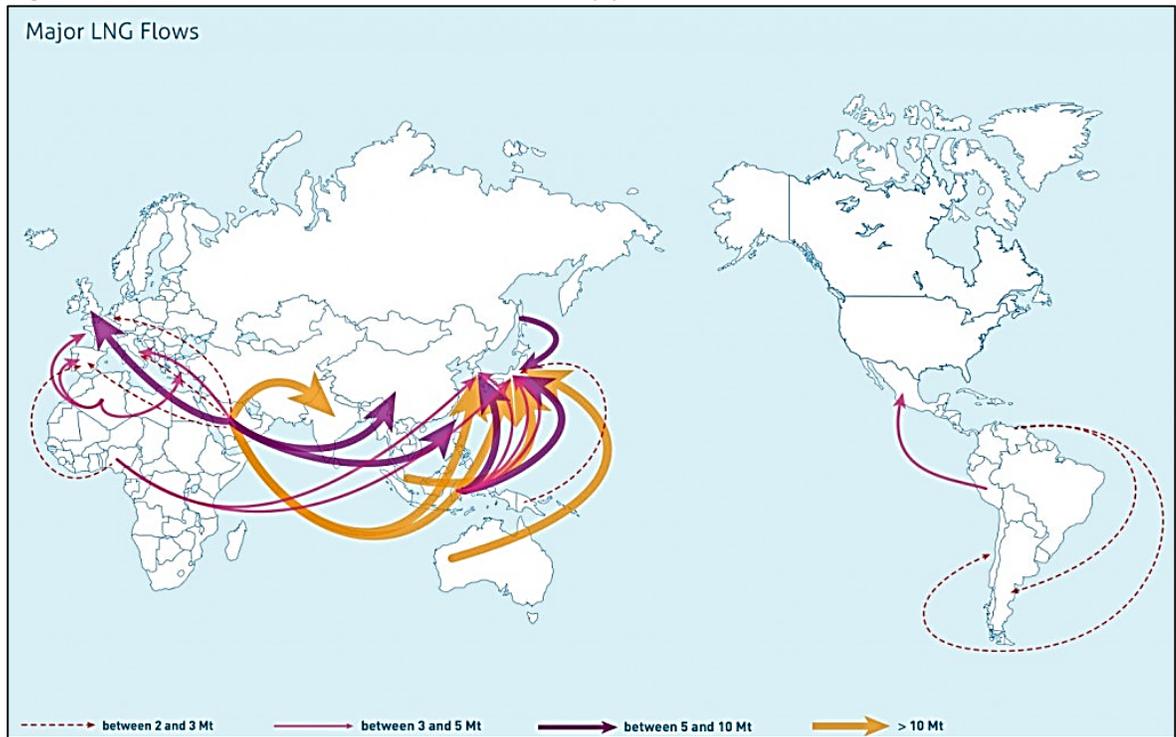
Fuente: WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. Disponible en <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> p. 231.

Figura 44. Rutas marítimas de GNL en el mundo (1).



Fuente: La compañía y el negocio. Rankia España [en línea]. 11 de mayo del 2017 [revisado el 27 de junio del 2018]: Disponible en: <https://www.rankia.com/blog/iberdealer/3557766-analisis-fundamental-gtt-gaztransport-et-technigaz>

Figura 45. Rutas marítimas de GNL en el mundo (2).



Fuente: El mercado de GNL creció en 2014. Bahía Bizkaia Gas [en línea]. 9 de julio del 2015 [revisado el 12 de julio del 2018]. Disponible en: <https://www.bbg.es/es/compartiendo-ideas/noticias/el-mercado-de-gnl-crecio-en-2014/>

2. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA Y LAS CONDICIONES DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

Como se evidencia en el primer capítulo, el mercado de gas ha sido por mucho una plaza de grandes dimensiones, tanto económicas como territoriales. La necesidad de la civilización contemporánea por mantener la seguridad energética es la principal preocupación para los estados. Tanto así que las potencias invierten cada vez más capital (a largo plazo) en infraestructura para asegurar el suministro de la materia prima y lograr el desarrollo de todas sus actividades económicas.

El crecimiento acelerado de producción de gas natural en el siglo XXI se debe probablemente al fenómeno apresurado de la globalización, el cual consigue integrar mercados internacionales y mejorar la calidad con una mayor competitividad.

El mercado mundial de gas natural se ha visto fortalecido gracias al desarrollo de la tecnología, logrando comprimir el gas hasta convertirlo en su estado líquido (GNL) para lograr un transporte con mayores cantidades a mayores distancias, mejorando los procedimientos y materiales para su almacenamiento y evitar accidentes. El GNL ha permitido ampliar el mercado internacional de gas.

Las grandes distancias ya no son un problema y pasos difíciles, como la ruta del norte que conecta la península de Yamal con el Sudeste Asiático, no son un obstáculo. Igualmente, se han desarrollado rutas terrestres intercontinentales e infra marítimas que permiten el abastecimiento de los territorios con mayor consumo por año.

Además, debido al rápido consumo del recurso, y manteniendo la premisa de consolidar la seguridad energética, los estados buscan aumentar sus reservas extractivas que les permita manejar un tiempo extra en la participación energética y, por ende, económica. Es así que los recursos como el carbón y el petróleo están pasando a un segundo plano debido a la contaminación y el calentamiento global que fomenta, es por esto que el gas natural, a pesar de ser también un recurso fósil, genera menores impactos ambientales comparado con recursos como el petróleo debido a las diferencias y/o ausencia de agentes contaminantes.

Asimismo, el gas natural sigue siendo una fuente de suministro rápido que permite generar altas cantidades de energía por lo que sigue obteniendo ciertas ventajas comparado con recursos renovables como la energía eólica o hídrica.

Entendiendo la importancia por mantenerse entre los principales participantes, el poder por controlar los territorios que contiene o atraviesan las rutas de transporte se vuelve imprescindible a la hora de tomar acciones político-económicas.

Ejemplos como Chile han sido bien valorados, pues al no contar con el recurso energético, disponen de su capacidad para conseguirlo (no solo a través de gasoductos Argentinos) por medio de buques metaneros y regasificarlos en puerto.

Países que han aprovechado bien el recurso de GNL han sido Catar y Australia, quienes son los mayores exportadores de gas en este estado de la materia.

Estados Unidos, por mucho, sigue siendo el mayor consumidor mundial de gas natural. Sin embargo, a pesar de poseer grandes reservas también posee una producción muy alta lo que da a entender un acelerado y exagerado uso del recurso poniendo en riesgo la seguridad energética a largo plazo.

Asia Pacífico siguió siendo el mayor centro de crecimiento de la demanda de GNL en 2017, y China representó más del 40% del crecimiento de la demanda mundial. Los principales consumidores de GNL en su orden numéricos son Japón, Corea del Sur y China.

Los precios spot de GNL en 2017 fueron más altos en todo el año. El precio promedio de GNL fue de USD 7.1 por mMBTU en los mercados de Japón y Corea del Sur, y USD 5.8 por mMBTU en el NBP hub (*National Balancing Point*, ubicado de forma virtual).

Por otra parte, los bajos precios de la energía de los últimos años combinados con un exceso de oferta en el mercado de GNL redujeron drásticamente el atractivo de inversión de los nuevos proyectos de plantas de GNL.

Debido a lo anterior, se estima que Centroamérica y Sudamérica, así como Asia-Pacífico sigan siendo los mercados más atractivos para el GNL estadounidense, con precios más altos que Europa esperados en estas regiones. Por lo tanto, el impacto de los envíos de GNL de Estados Unidos en el mercado europeo seguirá siendo muy limitado.

Además, con la caída de los precios mundiales del gas natural de forma contundente, en el momento en que se aprobaron proyectos para la exportación de GNL estadounidense, se debilitaron los acuerdos y la viabilidad para la comercialización en ciertos mercados, en especial Europa.

La liberalización de la industria del gas natural, en Europa, se ha desarrollado paralelamente a la liberalización del sector eléctrico, pero con claras diferencias. Hubo tres Directivas del Gas, en 1998, 2003 y 2009.

Las disposiciones claves de la primera Directiva del Gas de la UE, en 1998, fue establecer las siguientes condiciones; acceso no discriminatorio a la infraestructura del gas, disociación de las actividades monopólicas, un calendario de apertura del mercado y una autoridad de solución de diferencias.

En 2003, se publicó la segunda Directiva sobre el gas de la UE, para abordar algunas deficiencias clave en la primera Directiva. El acceso regulado de terceros se hizo obligatorio (excepto el almacenamiento), los jugadores verticalmente integrados se vieron obligados a separar legalmente los negocios de monopolio, se adelantó el cronograma de apertura del mercado, se encomendó a la Comisión de la UE el progreso anual de referencia y se decidió establecer un regulador independiente arriba en cada país como parte de la Directiva. Todos los consumidores deberían poder elegir su proveedor de energía a partir de julio de 2007.

En 2009, se publicó la tercera Directiva de la UE sobre el gas, para proporcionar una amplia gama de información sobre los proveedores de gas para los consumidores, que incluyen diferentes cualidades de servicio, protección del cliente y seguridad del suministro. Esta Directiva introduce normas comunes para la transmisión, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural, gas natural licuado (GNL), biogás y gas a partir de biomasa. Se centra en la separación de la propiedad de los activos de transmisión de la oferta.

Algo que distingue al mercado europeo es la concentración y dominio de un pequeño conjunto de grandes compañías (monopolios) nacionales, esto forma un difícil obstáculo para el desarrollo de la competencia y un mercado abierto. Además, hay barreras regulatorias considerables que retrasan innecesariamente el desarrollo del mercado europeo del gas.

La Unión Europea ha tratado de llevar el caso de la mejor manera. En 2007, la liberalización se mejoró un poco, sin embargo siguió con deficiencias en la implementación, debido a que algunos países no seguían las reglas para una igualdad de condiciones. A excepción del Reino Unido, Europa ha tardado con proceso de liberalización en el mercado de gas natural, siendo la desregularización aplazada dejando de cumplir los objetivos propuestos por la Unión Europea. Todo lo contrario pasa, por ejemplo, en el sector eléctrico en cual muchos de los países europeos están ubicados por arriba del umbral de sus objetivos.

Los problemas más comunes que expone el Consejo Europeo son los siguiente:

- No todos los miembros de la Unión Europea efectúan de manera objetiva las separación entre las actividades de suministro y las de producción para el funcionamiento optimizado de la red de distribución.

- Debe haber una consolidación de los poderes e independencia en los Reguladores Nacionales de Energía.
- Debe haber una estructura autónoma entre estos Reguladores Nacionales, que permita un mejoramiento en la articulación del funcionamiento y seguridad en las redes de distribución.
- Debería existir un comercio que opere más allá de las fronteras y la operación en la red, es decir, que no se limite a territorios sino más bien a que se pueda hacer un seguimiento hasta su destino final.
- Es muy importante que las operaciones del mercado de energía (gas) tenga un componente de transparencia en sus procedimientos.

En 2007, la Comisión Europea diagnosticaba que 5 de 27 países de la UE no tenían completamente abiertos sus mercados de gas natural (Grecia, Portugal, Bulgaria, Letonia y Eslovaquia). Estos países pedían más tiempo porque sus condiciones de mercado no permitían abrir completamente sus mercados.

Algo que ha caracterizado el comercio de gas natural ha sido la comercialización mayorista, esto permitió que en varios Estados Europeos se desarrollara varias centrales para el intercambio de gas natural. Pero en comparación con el sector eléctrico, la estructura gasífera aún está por detrás debido a las condiciones desfavorables del mercado. Lo anteriormente dicho implica que no haya transparencia en los procesos para una justa competencia y seguridad en el suministro.

Según el reporte de gas, hecho por NRGExpert⁶⁷ en 2012,

Un problema que ahora se está convirtiendo en miedo es el problema de la seguridad en el suministro. La postura cada vez más agresiva que está adoptando Rusia en los mercados energéticos ha generado temores de un cártel del gas similar a la OPEP, liderada por Rusia. Hubo una serie de incidentes en los que el suministro de gas se vio interrumpido en el último año por la interrupción del suministro de Rusia. En una ocasión, la presión solo se mantuvo en Europa y por Line Pack y, en un caso más reciente, varios países se vieron severamente afectados. En el futuro, esto podría afectar la desregulación del mercado si se percibe que los suministros de energía son demasiado vulnerables como para dejarlos en manos de las fuerzas del mercado.

⁶⁷ Ibíd. p. 258.

Entonces, debido al poder que representa Rusia con el manejo del suministro, afecta indiscutiblemente el esfuerzo hecho por la UE para desregularizar el mercado de gas, siendo este frágil para que sea manejado por el mismo mercado

Por otro lado Rusia, donde Gazprom es el principal contribuyente de sus mayores reservas territoriales, sigue manejando el negocio a su antojo debido a la infraestructura física (más de 161 000 km y 215 estaciones de compresión) y comercial productiva (integración vertical).

Es importante resaltar que el “mercado” ruso (interno) no es realmente un mercado, sino más bien una estructura de racionamiento basado en las actividades desarrolladas en las zonas donde se abastece. Este racionamiento se da porque los precios del gas son “artificialmente” regulados. Gazprom es el encargado de manejar el proceso de racionamiento mediante “balances de gas” que se establecen anualmente, determinando las cantidades a suministrar a los consumidores nacionales a precios regulados. Otros estados pertenecientes a la CEI (como Ucrania y Kazajistán) tienen mercados de gas privados, pero sigue predominando en su mayoría mercados cerrados.

2.1 Condiciones físicas. El crecimiento moderado de la demanda de gas combinado con la disminución de las tasas de producción interna dará lugar a una mayor dependencia de las importaciones de Europa. La demanda adicional de importaciones de gas estará parcialmente cubierta por los suministros de GNL; sin embargo, la mayor parte del consumo europeo seguirá siendo abastecido por tuberías troncales, incluidos los nuevos proyectos de tuberías de Gazprom.

Algunos autores anticipan una posible competencia en el mercado europeo entre las exportaciones de gas de Gazprom y los envíos de GNL de Estados Unidos. De hecho, las diferencias de precios actuales entre los mercados globales de GNL y los altos costos de ciclo completo de la producción de GNL, combinados con el transporte marítimo y los costos de regasificación, hacen que los envíos de GNL a Europa sean menos atractivos en comparación con otros mercados regionales.

2.2 Condiciones económicas. Las empresas de petróleo y gas en Australia, Medio Oriente, África y Norteamérica que apostaron por las viejas previsiones de crecimiento de la demanda asiática, capitalizaron el período de altos precios de las materias primas y grandes presupuestos de capital para impulsar los avances tecnológicos. En particular, los avances en el proceso de gas no convencional permitieron a los proveedores desarrollar reservas que antes se consideraban demasiado costosas. Están surgiendo nuevos suministros en un momento en que la demanda se está desacelerando, y los proveedores con grandes inversiones inflexibles en activos de gas natural están luchando por mantenerse a flote.

Después del colapso en el segundo semestre de 2014, la diferencia de precio entre los precios spot de GNL asiáticos y europeos se mantuvo baja en 2015. Así,

mientras que el precio spot del Reino Unido promedió \$ 6.51 / mmBTU en 2015, el precio spot de Japón promedió \$ 7.5 / mmBTU durante el mismo período. Con una diferencia tan baja, que fue incluso inferior a cero en febrero de 2015, el negocio de recarga se volvió en su mayoría antieconómico. En España, que recargó aproximadamente 3.99 millones de toneladas en 2014, las reexportaciones de GNL cayeron a 1.05 millones de toneladas en 2015. Dicha caída se explica por el colapso de las reexportaciones a Asia y América, que disminuyeron respectivamente en 80.1 por ciento y 75 por ciento en el año-año de enero a noviembre.

Sin embargo, los países del noroeste de Europa que recibieron más GNL en 2015 que en 2014 también volvieron a cargar más. Como el mercado estaba bien abastecido y los precios eran bajos en Europa, el Reino Unido y los Países Bajos aprovecharon el bajo precio del GNL que importaban para reexportar a mercados más atractivos, incluidos Oriente Medio y América Latina. Los Países Bajos enviaron grandes recargas a Argentina, Brasil, Emiratos Árabes Unidos, México, Jordania, Corea del Sur, Egipto e India y entregaron recargas a pequeña escala a Noruega y Suecia.

Como consecuencia de la caída de la demanda en el Lejano Oriente, donde colapsaron los precios spot y disminuyó la presión sobre el mercado global de GNL, los grandes jugadores de cartera desviaron cargas hacia mercados más cercanos donde los precios también eran atractivos. Por lo tanto, el origen de las importaciones europeas de GNL cambió significativamente en 2015 en comparación con el año anterior. Las importaciones de Qatar, el primer proveedor de Europa, crecieron un 15 por ciento a 19,21 millones de toneladas y las importaciones de Nigeria crecieron un 39 por ciento a 4,57 millones de toneladas, mientras que las exportaciones de estos dos países a Asia disminuyeron.

Noruega también exportó más GNL a Europa, aumentando su suministro de 1,72 millones de toneladas en 2014 a 2,23 millones de toneladas en 2015.

Las importaciones de Trinidad y Tobago se redujeron a la mitad, a 1.07 millones de toneladas, ya que la producción de la planta de Atlantic LNG disminuyó y fue más bien enviada a compradores regionales, en América del Norte y América Latina.

Las exportaciones de GNL de Argelia a Europa también disminuyeron significativamente en un 11.8 por ciento a 6.79 millones de toneladas en 2015. "Vale la pena notar que la mayor parte de la caída ocurrió en el primer trimestre del año (un 40,4 por ciento anual) debido a una un mantenimiento de dos meses en la planta de Skikda y que fue compensado por mayores exportaciones vía gasoducto a España e Italia"⁶⁸.

⁶⁸ CERDIGAZ. Cedigaz: European LNG net imports up in 2015. 18, Enero, 2016. [sitio web]. [consultado 30, Julio, 2018]. Disponible en <https://www.lngworldnews.com/cedigaz-european-lng-net-imports-up-in-2015>

2.3 Condiciones geopolíticas. El consumo de energía es esencial para el crecimiento económico y el desarrollo de los países. Lo que hace de la seguridad energética un elemento estratégico al mismo tiempo que convierte a la energía en una herramienta de gran importancia en el ámbito geopolítico.

La Comisión Europea toma decisiones que estropean la construcción del gasoducto *Nord Stream 2*, debido a posiciones políticas que siguen mostrando tendencias disruptivas entre la UE (por su dependencia energética) y el poder que representa Rusia. Muchos de los miembros de la Unión Europea mantienen oposición permanente frente a cualquier asunto que tenga como protagonista a Rusia (sin importar que el sentido económico sea razonable o no), entendiendo que muchas de las provisiones de gas proceden de Rusia.

Además, gracias al desarrollo de Estados Unidos al recuperar yacimientos que se consideraban no rentables (no convencionales) logró convertirse de nuevo en un gran productor de gas natural. Esto le permite la opción de buscar sustituir a Rusia como proveedor del mercado europeo e inmiscuirse en este. Es por eso que Estados Unidos ejerce presión ante los principales miembros de la UE con el pretexto de evitar la dependencia rusa.

Sin importar mucho las presiones estadounidenses, Alemania comenzó a construir el proyecto desde su lado del mar báltico. El gasoducto entonces representa gran poder energético (55 MMMm³/a) abastecido por Rusia.

3. ANÁLISIS DE LA POSICIÓN DE COLOMBIA EN EL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

De acuerdo al primer capítulo, la industria de gas natural colombiana se ha venido desarrollando poco a poco. Desde que se decretó la ley 142 de 1994, que regula los servicios públicos domiciliarios, le dio a Colombia el impulso para el crecimiento en seguridad energética. Con ella se han dictaminado leyes que promueven el uso de gas natural en las regiones más pobladas y, actualmente, se han dado incentivos (subsidios) para que el recurso esté disponible en las áreas más remotas del país.

Además, se ha promovido la privatización de empresas como ECOGAS permitiendo una mayor competitividad en el sector comercial y de suministro, logrando que la cobertura sea cada vez más amplia debido a que la amplitud territorial representa un gran interés en las empresas privadas.

Por otro lado, Colombia le apuesta cada vez más a la incremento de sus reservas pues al no contar con muchas zonas probadas, sí cuenta con una extensa área con grandes probabilidades de encontrar gas natural. Además, el tiempo que le queda es corto frente al desarrollo planteado por el gobierno, lo que motiva aún más la exploración de campos de gas natural.

Sin embargo, Colombia hasta el momento no ha desarrollado en plenitud su exploración por lo que deja la posibilidad de buscar otras formas de abastecimiento y mantener el desarrollo económico, industrial y domiciliario. Es por esto que el país también le ha apostado a la comercialización de gas natural. Una de las maneras más comunes en esta década ha sido el transporte de gas por medio de buques metaneros (GNL).

Por esta razón, y observando que se ha hecho económicamente rentable el transporte de GNL, Colombia ha invertido en la construcción de terminales de regasificación para el abastecimiento interno (principalmente hacia la industria termoeléctrica).

La inversión focalizada hacia el abastecimiento industrial de generación eléctrica se desde, en gran parte, a los desabastecimientos de electricidad causados a partir de las sequías que sufren las regiones de la costa caribe, y por ende repercuten en la generación de energía de las hidroeléctricas, que dependen del agua como fuente primaria de generación.

Otra forma en la que dispone Colombia para la importación de gas es a través de gasoductos. Sin embargo, el país no ha desarrollado planes estratégicos que le permitan abastecerse por este medio debido a la falta de conexiones de redes con los diferentes países fronterizos. La única red disponible para hacer exportaciones e importaciones es el gasoducto Antonio Ricaurte que conecta el campo de producción Ballena en Colombia con la ciudad de Maracaibo en Venezuela.

Este gasoducto (que no fue construido con capital colombiano) supuso una alternativa de abastecimiento entre los dos países. Colombia se había comprometido a suministrar el recurso a Venezuela desde 2007 hasta 2012 con los excesos de producción (mientras Venezuela construía y desarrollaba su infraestructura gasífera) para luego ser retribuido con los envíos de gas venezolanos hasta Colombia por 16 años. Colombia se confió en el acuerdo dándole oportunidad a los riesgos de incumplimiento por parte de Venezuela (debido a las crisis que afectó de forma aplastante a la industria de petróleo y gas a finales del 2014 que afectó la producción y las economías del mundo entero).

Existe una gran parte del gas natural extraído en los campos de producción (anteriormente mencionados) que no se destina a la comercialización en el país sino que se quema o se re inyecta a los yacimientos. El gobierno debería generar condiciones que le permitan a las empresas extractivas poder comerciar este gas de una forma rentable, o por lo menos que no traiga consigo más costos a la operación, dándole una oportunidad de abastecer una parte adicional del territorio que aún no tiene cobertura por diferentes razones.

Como se ve en la figura 5, Colombia todavía tiene grandes retos por superar en materia de cobertura, sobre todo en la zona sur del país (Nariño y gran parte de la amazonía colombiana). Además se podría plantear la construcción de una red que permita la conexión entre los países de Ecuador, Perú y Brasil en la zona sur del país; y un gasoducto que permita conectar a Colombia con Panamá y permitir el comercio de gas natural con Centroamérica.

Conjuntamente, se pueden desarrollar más terminales de GNL (de regasificación) en el pacífico colombiano que permitan el suministro de gas natural hacia la zona occidental del país en caso de que la producción y abastecimiento interno llegue al límite en unos 12 años aproximadamente y no se logre aumentar las reservas gasíferas. Este planteamiento se da debido a que Colombia es eje central de desarrollo en Latinoamérica y se ha convertido en un lugar de destino para inversiones extranjeras y no podría tener un retroceso en materia de aprovisionamiento energético, siendo el gas natural el suplemento de energía de las hidroeléctricas.

En adición a lo anterior, el mercado mundial de GNL está apuntando hacia Centroamérica y Sudamérica, lo que haría que las empresas ofrecieran precios competitivos a los mercados nacionales latinoamericanos y tuviera una amplia acogida.

Por último, si Colombia logra encontrar y aumentar sus reservas de gas en las zonas offshore, indicadas en la figura 4, (dado que los pozos exploratorios Gorgon 1, Purple Angel 1 y Kronos tuvieron respuesta positiva) podría plantear la construcción de terminales de licuefacción y por ende iniciar la exportación con buques metaneros.

De esta manera podría complementar el espacio económico que dejó las exportaciones de crudo desde el 2015 y que tuvo repercusiones negativas generando una desaceleación económica en el país.

Comparando a Colombia, como está hoy, con el resto del mercado mundial de gas natural se puede decir lo siguiente:

- El país, aunque ha mejorado en los últimos 20 años, aún está en proceso de desarrollo en la infraestructura pues aún debe proporcionar cobertura a una cantidad significativa de municipios (sector domiciliario).
- No cuenta con una gran ventaja comparativa (a nivel mundial) debido a las bajas reservas con las que cuenta. Y tampoco ha desarrollado ventajas competitivas que le permitan entrar en el juego del mercado internacional de gas.
- Sin embargo, es un mercado atractivo de Gas Natural Vehicular por lo que empresas internacionales podrían desarrollar su estructura dentro del país.
- El país, por estar aún en proceso de desarrollo, tiene regulados los precios de gas natural (por medio de la CREG) lo que desincentiva la inversión extranjera.

CONCLUSIONES

- El comercio internacional de gas natural está ocupado por una cantidad enorme de actores que participan dentro del mercado mundial. Sin embargo, hay algunas empresas que son las más fuertes en el ámbito de producción y comercialización, y por ende capital y políticamente, lo que hace que el mercado sea fuertemente dominado por unos cuantos participantes. Esto le permite a los países tener un dominio geopolítico sobre otros países que poseen el recurso (grandes reservas) pero están ausentes de políticas de gobierno estables; o que por el hecho de ser el proveedor del recurso, se sienta en la facultad de hacer exigencias políticas, infraestructurales y, en casos extremos, militares.
- Estados Unidos es, por mucho, el consumidor de gas natural más grande del planeta, estando por encima del consumo europeo o asiático. Esto demuestra el poderío tecnológico que lo representa. Ahora, intenta entrar en mercados controlados por Rusia y Argelia. Europa sigue buscando la desregularización del mercado de gas de algunas naciones para que se permita una integración total del mismo y haya un mayor desarrollo económico, con precios justos y competencias leales. Además es uno de los continentes más dependientes del recurso natural debido a las condiciones climáticas extremas a las que deben enfrentarse.
- África y Latinoamérica aún tienen mucho terreno por recorrer en materia infraestructural, porque no cuentan con las condiciones de inversión y desarrollo para aumentar su capacidad extractiva y de reservas. Además, tiene poca conectividad entre las naciones lo que hace que el costo de transporte sea más dispendioso y difícil. Por supuesto hay excepciones a la regla como Argelia (que está conectada al continente europeo, Argentina (que ha desarrollado su industria gasífera de manera estable con Brasil y Bolivia) y Chile que ha invertido en las terminales de regasificación para su propio suministro.
- La creciente demanda asiática, por ser la fábrica de mundo, ha superpuesto las importaciones de recursos naturales para la elaboración productiva de las industrias, entre ellas se resalta el gas natural (aunque no por encima del petróleo o el carbón) haciendo atractivo las exportaciones del resto de países hacia ese continente. Países como Japón y Corea del Sur los los mayores importadores de GNL debido a las condiciones territoriales que los roden (islas y políticas respectivamente).
- La conexión de redes de gasoductos y rutas marítimas de GNL son vitales para el abastecimiento de los países y salvaguardar la seguridad energética. Es por esto que existen un sinnúmero de tuberías que conectan continentes para enviar los suministros necesarios para el desarrollo económico y energético de los estados. Asimismo, existen muchos buques metaneros de gran capacidad que

permiten el traslado de GNL hacia los mercados destino intercontinentales. Un ejemplo claro es Australia que desarrollo el suministro gasifero a base de explotación no convencional y luefacción de gas natural. El Gas Natural Licuado ha permitido superar las barreras físicas que suponen los océanos, lo que ha habilitado ampliar el mercado de forma segura industrialmente.

- Aunque el mercado de crudo y gas natural parecieran ser lo mismo, son totalmente diferente a pesar de que cierta parte de crudo se produzca con gas asociado. Los métodos de cotización en el mercado influyen de manera diferentes para cada uno de los commodities, por lo que el precio se calcula en base a diferentes características.

BIBLIOGRAFÍA

ADIRA ENERGY. Israel Oil & Gas. [sitio web]. Sec. Projects. [consultado en 14, Julio, 2018]. Disponible en <http://www.adiraenergy.com/projects/israel/>

CARACOL RADIO. Por \$3,2 billones el gobierno vendió Ecogas [sitio web] Bogotá DC.co. sec. Economía. 06, Diciembre, 2006. [Consultado 11, Julio,]. Disponible en http://caracol.com.co/radio/2006/12/06/economia/1165403400_365330.html

CARACOL RADIO. Terminal de regasificación de Cartagena cumple un año de operación [sitio web] Bogotá DC.co. sec. Cartagena. 11, Diciembre, 2017. [Consultado 12, Julio,]. Disponible en http://caracol.com.co/emisora/2017/12/11/cartagena/1513030648_780491.html

CARPENTER, J. William. The 5 Biggest Chinese Natural Gas Companies (SHI, PTR). Investopedia [en línea]. [revisado en 23 de julio del 2018]. Disponible en: <https://www.investopedia.com/articles/markets/090315/5-biggest-chinese-natural-gas-companies.asp>

CENAGAS. Consulta pública CENAGAS 2017. [sitio web]. [consultado en 5 de julio del 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/262812/1._Consulta_P_blica_2017_091017_DMS.pdf

CERDIGAZ. Cedigaz: European LNG net imports up in 2015. 18, Enero, 2016. [sitio web]. [consultado 30, Julio, 2018]. Disponible en <https://www.lngworldnews.com/cedigaz-european-lng-net-imports-up-in-2015iii>

COHEN, Gina. Israel seeks options to export huge gas reserves. Gas Processing & LNG [sitio web]. [consultado 10, julio, 2018]. Disponible en Internet <http://gasprocessingnews.com/features/201406/israel-seeks-options-to-export-huge-gas-reserves.aspx>

CREG. Lista sector Gas. [sitio web]. Bogotá DC.co. sec. Directorio. [Consultado 20, Julio, 2018]. http://cregas.creg.gov.co/pls/directdcd/directorio_fmt.listar_sector_gas?sectact=GD

CROSSA NIELL, Mateo. El Council on Foreign Relations y la proyección del dominio estadounidense en México. Revista de pensamiento crítico latinoamericano. [sitio web]. [consultado en 29, Julio, 2018]. Disponible en <http://pacarinadelsur.com/home/abordajes-y-contiendas/1262-el-council-on-foreign-relations-y-la-proyeccion-del-dominio-estadounidense-en-mexico>

DELEKDRILLING. Tamar – building energy Independence. [sitio web]. Sec. Project [consultado en 24, Junio, 2018]. Disponible en <https://www.delekdrilling.co.il/en/project/tamar-gas-field>

ECOPETROL. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia. [sitio web]. [consultado en 19, Julio, 2018]. Bogota DC.co. Disponible en <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/gasoductos-y-campos-de-gas-natural-en-colombia>

ENERDATA, Argentina Energy Report. 2013 [Ebsco Host] [Consultado 1,Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/bsi/detail/detail?vid=0&sid=5ca8ef12-d324-4773-a92fb240e434cab7%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1lc2ktbGl2ZQ%3d%3d#AN=86150057&db=bth>

ENERDATA, Global Energy Market Research: Mexico. Enero 2017 [Ebsco Host] [Consultado 1,Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en: <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=8&sid=57fe331f-cba1-4c4b-b808-c2dcbf444ef6%40sessionmgr4007&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1laG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=122259008&db=bth>

ENERDATA. Global Energy Market Research- Israel. Oct, 2012, p8-10. 3p. 2012. [Ebsco Host] [Consultado 1,Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2070/ehost/pdfviewer/pdfviewer?vid=6&sid=537fae74-230e-41f2-9548-9ed8672ef4ac%40pdc-v-sessmgr04> p. 6.

ENI. World Oil and Gas Review 2016. [sitio web]. [consultado 1, Julio, 2018]. XV ed. Rome; Italy. Sec. Eni spa. 2016. Archivo en PDF. Disponible en https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf

GAS NATURAL FENOSA. Un poco de historia del gas. [Sitio web] [consultado en 15, Marzo, 2018]. Barcelona, 2009. Archivo en PDF. Disponible en https://issuu.com/pazfreire/docs/tema_1-historia_del_gas p. 3.

GAZPROM INTERNACIONAL. Uzbekistan. [sitio web]. Sec. Operations. [consultado en 13, julio, 2018]. Disponible en <http://www.gazprom-international.com/es/operations/country/uzbekistan>

GAZPROM. Gazprom anual report 2017. [sitio web]. 25 enero 2018 [consultado en 23, julio, 2018]. Disponible en Internet: http://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom_annual_report_2017_eng.pdf

GAZPROM. Gazprom in Figures 2013–2017 Factbook. [sitio web]. Sec. Posts. [consultado en 25, Julio, 2018]. Disponible en <http://www.gazprom.com/f/posts/12/255042/gazprom-in-figures-2013-2017-en.pdf> p. 50.

GAZPROM. Nord Stream. [sitio web]. [consultado en 25, julio, 2018]. Disponible en Internet: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/nord-stream/>

MADRIDEJOS, Antonio. Un gran metanero atraviesa por primera vez el Ártico entre Europa y Asia. [sitio web]. 25, Agosto, 2017. Sec. Medio ambiente. [consultado en 26, Julio, 2018]. Disponible en: <https://www.elperiodico.com/es/medio-ambiente/20170825/metanero-christophe-de-margerie-atraviesa-artico-ruta-noreste-6246119>

MINISTRY OF ENERGY. The Natural Gas Industry. [sitio web]. Israel. Sec. Natural Gas. [consultado en 7, Junio, 2018]. Disponible en: https://www.gov.il/en/Departments/Guides/natural_gas_basics?chapterIndex=3

MISER, Tim. A Short History of the Evolving Uses of Natural Gas. En: Power Engineering. Febrero, 2015. Vol. 119, no 2, p. 12-12.

MORALES PEDRAZA, Jorge. The Role of Natural Gas in the Regional Electricity Generation. [sitio web]. [consultado en 16, Julio, 2018]. Electrical Energy Generation in Europe p. 211-350. Disponible en https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-08401-5_3 p. 258.

NRGExpert. Shale Gas Report. [Ebsco host]. [Consultado en 9, Julio, 2018]. Londres.uk, 2012. Archivo en PDF. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2070/ehost/detail/detail?vid=17&sid=fa64337d-0547-448d-aa7c-59be1724e08a%40sessionmgr102&bdata=JmxhbmMc9ZXMmc2I0ZT11aG9zdC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#db=bth&AN=117502902> p. 13

PROMIGAS. Informe del sector gas natural Colombia. [sitio web]. [consultado en 27, Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202017.pdf> p. 95.

PROMIGAS. Mapa del gasoducto. [sitio web]. [consultado el 28, Julio, 2018]. Barranquilla.co. Sec. Procedimientos operacionales. Disponible en <http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

RADETZKI, Marian. (1994). World Demand for Natural Gas: History and Prospects. [Ebsco host]. [Consultado en 15, Marzo, 2018]. Energy Journal. 1994 Special Issue, p219-236. 18p. 5 Charts, 1 Graph. Disponible en <http://ezproxy.uamerica.edu.co:2098/ehost/detail/detail?vid=4&sid=f81dcc44-e8d1-482f-a7c9-6473d91ac81f%40sessionmgr4008&bdata=Jmxhbm9ZXMmc2l0ZT1laG9z dC1saXZlJnNjb3BIPXNpdGU%3d#AN=45434650&db=bth>

REKACEWICZ, Philippe; RADVANYI, Jean. Projets concurrents de gazoducs et d'oléoducs au Caucase. Le monde Diplomatique [sitio web]. Agosto 2008 [consultado en 9, junio, 2018]. Disponible en: <https://www.monde-diplomatique.fr/cartes/projetsgazpetrole>

S&PGLOBAL. Latest news. [sitio web]. [consultado en 16, Julio, 2018]. Disponible en www.platts.com/news-feature/2014/naturalgas/ukraine-crisis-energy-implications/map-oil-gas-pipelines

SNAM, BGC Center For Energy Impact. Global Gas Report 2017. [google académico] 2017. [consultado en 30 Julio, 2018]. Archivo en PDF. Disponible en http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2017.pdf p. 13

SPUTNIKNEWS. La Rusa Gazprom se declara líder mundial de reservas confirmadas de hidrocarburos. [sitio web]. Sec. Rusia. 29 de junio del 2018 [consultada en 8, julio, 2018]. Disponible en <https://mundo.sputniknews.com/rusia/201806291079995290-gazprom-lider-mundial-en-que/>

TAMAR PETROLEUM. The First Significant Discovery In The Region. [sitio web]. [consultado en 3, Julio del 2018]. Disponible en <https://www.tamarpetroleum.co.il/tamarreservoir>

TGI. Datos de la industria. [sitio web]. [consultado en 27, Julio, 2018]. Bogotá DC.co. sec. Industrial del gas natural. Disponible en <https://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/datos-de-la-industria>

TGI. Datos de la industria. [sitio web]. [consultado en 28, Julio, 2018]. Bogotá DC.co. sec. Operaciones. Disponible en <https://www.tgi.com.co/operaciones/infraestructura>

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. The SPIMEX Gas Exchange: Russian Gas Trading Possibilities. OXFORD [sitio web]. Enero 2018 [consultado en 24, julio, 2018]. Disponible en <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/The-SPIMEX-Gas-Exchange-Russian-Gas-Trading-Possibilities-NG-126.pdf>

UMPE. Implementación plan de abastecimiento. [sitio web] [consultado en 24, Julio, 2018]. Bogota DC.co. sec. Hidrocarburos. 2017. Archivo en PDF. http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Implementacion_Plan_abastecimiento_GN.pdf. p. 6.

UNASUR. Gobierno Bolivariano de Venezuela. Potencialidades energéticas y de integración de Venezuela con países vecinos [Diapositivas]. Ene, 2008. Diapositiva 8. Disponible en <https://dokumen.tips/documents/potencialidades-energeticas-y-de-integracion-de-venezuela-con-paises-vecinos.html>

WORLD ENERGY COUNCIL. The world Energy Resources. Natural Gas. [sitio web]. [consultado 4, Julio, 2018]. XXIV ed. 2016. Archivo en PDF. Disponible en <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf> p. 37.