

## Gas Natural

### Índice

1. ¿Qué es el gas natural?
2. ¿Cuáles son sus principales productos?
3. ¿Cuáles son sus principales usos?
4. La industria en el mundo
5. La industria en México
6. Referencias

### 1.- ¿Qué es el gas natural?

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples compuesta principalmente de metano ( $\text{CH}_4$ ) y otros hidrocarburos más pesados; además también puede contener trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua (Ver figura 1).

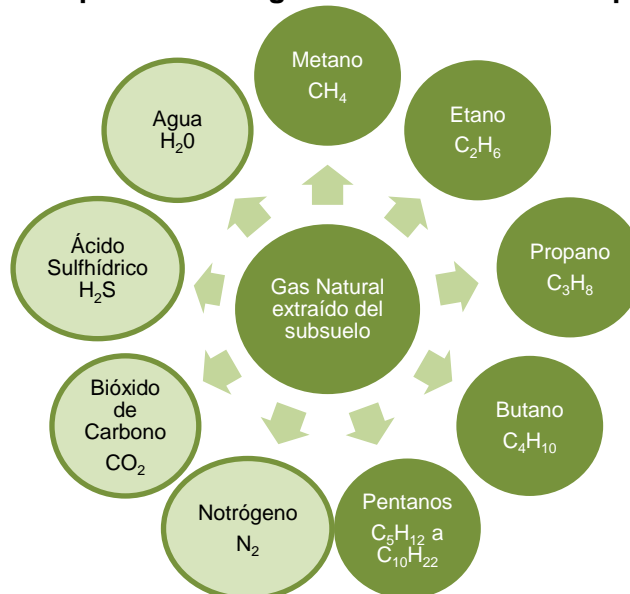
Dependiendo de su origen se clasifica en:

- Gas asociado: es el que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas.
- Gas no asociado: es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.

El procesamiento del gas natural son los procesos industriales que transforman el hidrocarburo extraído del subsuelo en: (1) Gas seco o gas natural comercial, y (2) Gas Licuado de Petróleo (GLP) (Ver Figura 2).

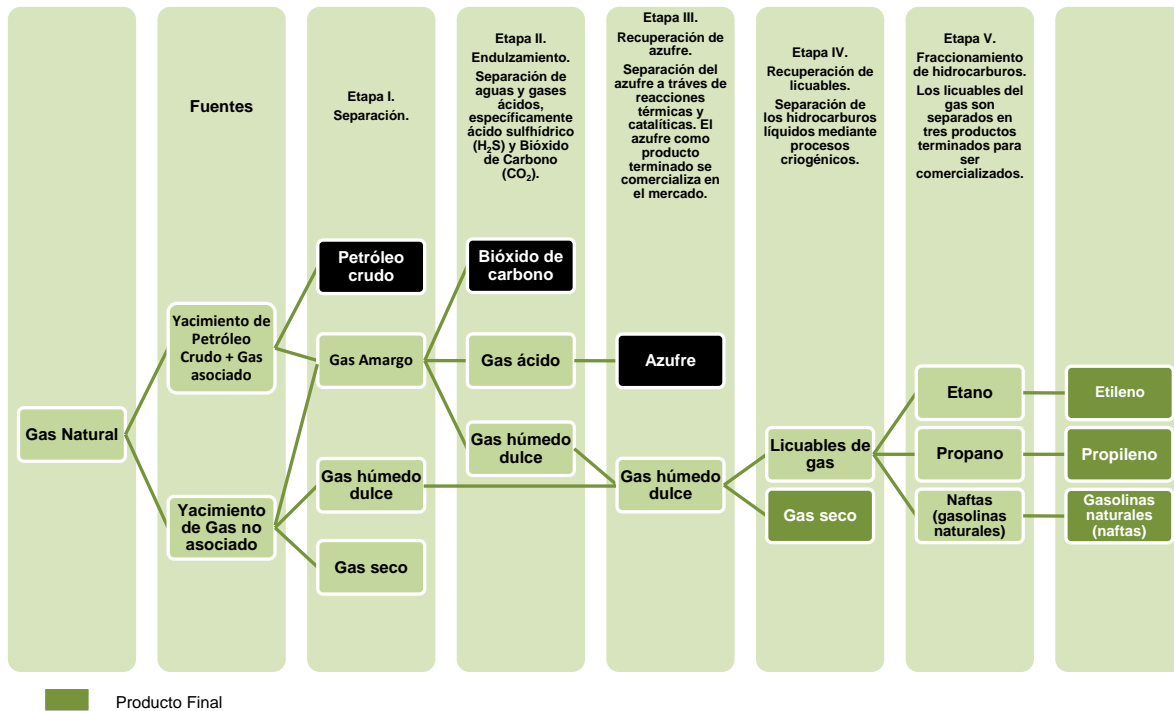
Hay tres formas principales de transportar el gas seco al mercado de consumo: (1) por gasoductos, (2) en forma de gas natural licuado (GNL), y (3) en forma de gas natural comprimido (GNC).

**Figura 1. Componentes del gas natural antes de ser procesado**



Fuente: Secretaría de Energía.

**Figura 2. Etapas del procesamiento de gas natural**



Fuente: Secretaría de Energía.

El GNL es procesado para transportarse en forma líquida, este proceso denominado licuefacción consiste en someter el gas a temperaturas bajas y presiones altas produciendo con esto un líquido. A menudo una planta de licuefacción comienza con una o dos unidades de proceso (llamados trenes). Una vez que estos trenes tienen éxito, técnica y comercialmente, se agregan más trenes a un costo marginal más bajo, siempre que los recursos gasíferos a los que tiene acceso la planta sean suficientes. Después de la licuefacción, el gas es transportado en barcos especialmente diseñados. En el punto de destino el líquido es calentado para volverlo a un estado gaseoso en una terminal de regasificación.

Ambos métodos de transporte, requieren capitales intensivos, con tiempos largos de construcción y por lo tanto requieren de un período considerable para recuperar la inversión inicial. Los gasoductos son más rentables a distancias cortas, sin embargo generan alta dependencia de quien consume con el que suministra.

El GNL ofrece una mayor flexibilidad para el intercambio en el transporte a través de gasoductos, permitiendo a los cargamentos de gas natural ser llevados y entregados donde la necesidad sea mayor y los términos comerciales sean más competitivos. Un estudio de costos de transporte publicado por el *Center for Energy Economics* de Estados Unidos demuestra que a medida que aumenta la distancia por la que el gas natural es transportado, el uso del GNL tiene beneficios económicos sobre el uso de gasoductos. Transportar GNL resulta más económico que transportar gas natural en gasoductos sumergidos mayores a 1,126.5 km (700 millas), o través de gasoductos en tierra a distancias de más de 3,540.5 km (2,200 millas).

El GNC es gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente. Este gas natural es principalmente metano, que al tener un alto

índice de hidrógeno por carbono (4) produce menos CO<sub>2</sub> por unidad de energía entregada, en comparación con otros hidrocarburos más pesados. Es un combustible para uso vehicular.

### Cuadro 1. Definiciones de Gas

<b>Gas Natural</b>	Mezcla gaseosa que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes. Para poderse comprimir y transportar a grandes distancias es conveniente separar los componentes más pesados, como el hexano, pentano, butanos y propano y en ocasiones el etano, dando lugar estos últimos a las gasolinas naturales o a los líquidos del gas natural, para lo cual se utilizan los procesos criogénicos.
<b>Gas Asociado</b>	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
<b>Gas no Asociado</b>	Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
<b>Gas amargo</b>	Gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación.
<b>Gas húmedo</b>	Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.
<b>Gas seco</b>	Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.
<b>Gas ácido</b>	Gas que contiene cantidades apreciables de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y agua. Se obtiene del tratamiento del gas amargo húmedo con bases fácilmente regenerables como son la mono y dietanolmina (MEA y DEA) que son utilizadas frecuentemente para este propósito.
<b>Gas dulce</b>	Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o absorbentes.
<b>Etano</b>	Gas que en su estado natural es incoloro, inodoro e insípido, ligeramente más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a presión normal es de -88.6°C. Sus límites de explosividad inferior y superior en el aire son 2.9 y 13.0 por ciento en volumen. Es el segundo miembro de la serie de las parafinas o alcanos. Su fórmula condensada es C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> . Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural. Se usa como materia prima para la fabricación de etileno.
<b>Propano</b>	Gas que cuando puro es incoloro e inodoro, más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a la presión atmosférica normal es -42.5°C; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.4 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente. Es el tercer miembro de la serie de parafinas o alcanos; su fórmula condensada es C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> . Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural, de los condensados y de varios procesos de refinación, tales como la destilación atmosférica del petróleo crudo, la desintegración catalítica y la reformación de naftas.
<b>Butano</b>	Gas que cuando es puro es incoloro e inodoro, más pesado que el aire; su temperatura de ebullición a la presión atmosférica normal es -0.5°C; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.1 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente. Es el cuarto miembro de la serie de parafinas o alcanos; su fórmula condensada es C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> .
<b>Pentanos</b>	Hidrocarburos saturados de fórmula empírica C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> de los cuales son posibles tres isómeros. Líquidos incoloros, inflamables; solubles en hidrocarburos y éteres e insolubles en agua. Existen en las fracciones de más bajo punto de ebullición de la destilación del petróleo, de donde se obtienen.

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2014-2028. Secretaría de Energía.

## 2. ¿Cuáles son sus principales productos?

- Fertilizantes nitrogenados
- Aditivos
- Anticongelante
- Fumigantes
- Desinfectantes
- Tintas
- Acabados textiles (ropa)

### Gas Seco



- Fibras textiles y resinas
- Envases de plástico
- Partes automotrices
- Cremas y perfumes
- Detergentes
- Líquido para frenos y amortiguadores
- Filtros y envolturas para cigarros
- Rollos fotográficos
- Tuberías
- Pinturas y esmaltes
- Cintas adhesivas
- Juguetes

### Etano



- Partes automotrices

- Adhesivos y Pinturas
- Llantas
- Elásticos
- Farmacéuticos y cosméticos
- Juguetes
- Bolsas
- Fibras textiles
- Teléfonos
- Resinas
- Poliuretanos
- Insecticidas
- Detergentes

### Naftas (Gasolinas Naturales)



- Fibras sintéticas
- Acrílicos
- Partes automotrices
- Teléfonos
- Pinturas y Esmaltes
- Tuberías
- Sacos para envasado de productos
- Juguetes
- Empaques
- Artículos domésticos

### Propano



### **3. ¿Cuáles son sus principales usos?**

El gas seco se utiliza como:

1. Combustible en:
  - a) Transporte (vehicular)
  - b) Hogares (calentadores de agua, estufas, calefacción)
  - c) Comercios (aire acondicionado, calentadores de agua, hornos)
  - d) Industrias (sistema de calefacción, secado, generación de vapor, hornos)
2. Generación de energía eléctrica por medio de plantas de ciclo combinado. Esta tecnología consiste en utilizar la combustión del gas natural y el vapor que producen los gases de escape para generar electricidad de manera complementaria.
3. Materia prima en la elaboración de productos petroquímicos. El gas natural de forma relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno o metanol para fabricar diversos tipos de plásticos y fertilizantes.

#### 4. La industria en el mundo

Las reservas probadas de gas natural en 2013, sin incluir los recursos no convencionales, fueron de 6,557.8 billones de pies cúbicos (bcp). Diez países concentran el 80% del total de las reservas mundiales. El país con mayores reservas probadas es Irán con 1,192.9 bcp, volumen que representa el 18.2% del total, en segundo y tercer lugar se encuentran Rusia y Qatar con 1,103.6 bcp y 871.5 bcp respectivamente. México ocupa el lugar 35 en reservas probadas con 12.3 bcp (Ver cuadro 2).

**Cuadro 2. Reservas probadas mundiales de gas natural, 2013**

Posición	País	Reservas probadas (bpc)	Participación mundial	Relación R/P (años)
1	Irán	1,192.9	18.2%	> 100.0
2	Rusia	1,103.6	16.8%	51.7
3	Qatar	871.5	13.3%	> 100.0
4	Turkmenistán	617.3	9.4%	> 100.0
5	Estados Unidos	330.0	5.0%	13.6
6	Arabia Saudita	290.8	4.4%	79.9
7	Emiratos Árabes	215.1	3.3%	> 100.0
8	Venezuela	196.8	3.0%	> 100.0
9	Nigeria	179.4	2.7%	> 100.0
10	Argelia	159.1	2.4%	57.3
11	Australia	129.9	2.0%	85.8
12	Irak	126.7	1.9%	> 100.0
13	China	115.6	1.8%	28.0
14	Indonesia	103.3	1.6%	41.6
15	Noruega	72.4	1.1%	18.8
35	México	12.3	0.2%	6.1
<b>Total mundial</b>		<b>6,557.8</b>	<b>100.0%</b>	<b>55.1</b>

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2014-2028. Secretaría de Energía.

Las reservas totales en Norteamérica ascienden a 413.7 bcp lo que representa el 6.3% del total mundial. En esta región, Estados Unidos concentra el mayor volumen de reservas probadas con 330 bcp.

En 2013, la región de Medio Oriente concentra la mayor proporción de reservas probadas del mundo con 2,835.4 bcp. En esta región se encuentran cuatro de los diez países con mayores reservas probadas, Irán, Qatar, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos.

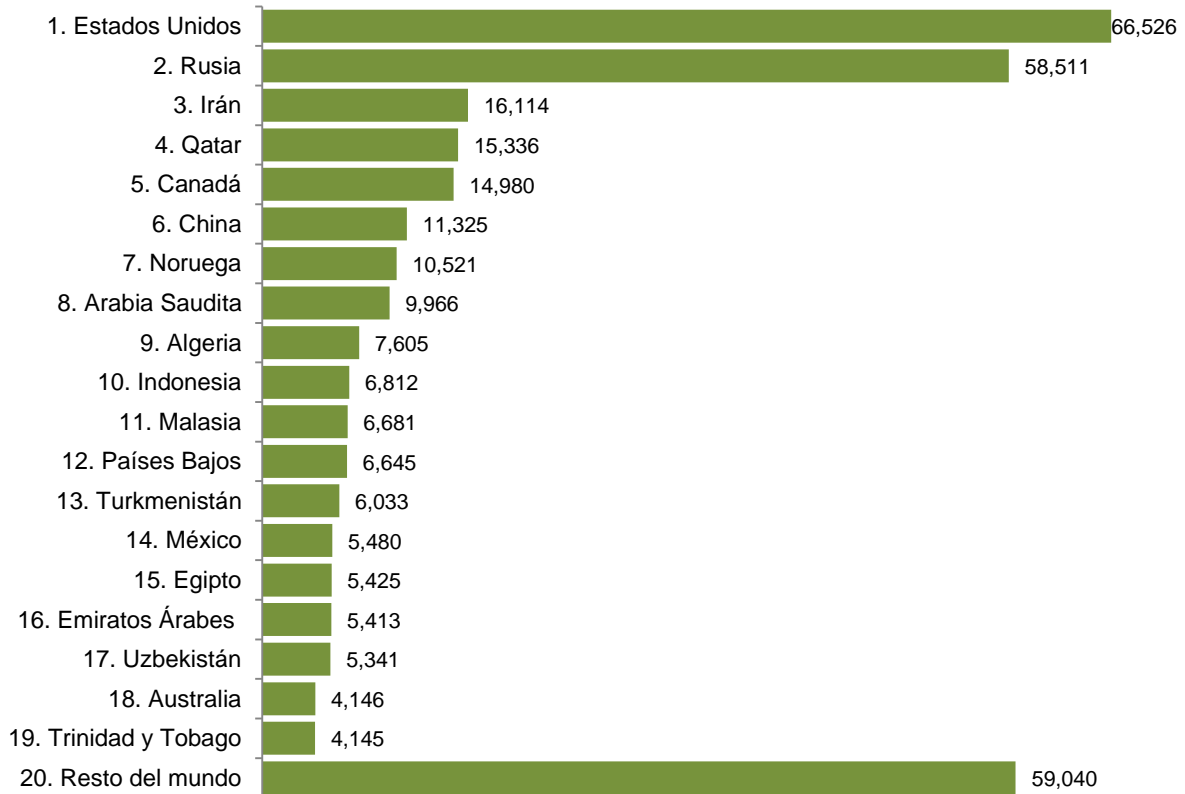
La producción mundial de gas natural en 2013 creció un 1.1%, cifra significativamente menor al crecimiento promedio de los últimos 10 años de 2.5%. Estados Unidos incrementó su producción en 1.3%, ubicándose en el primer productor mundial con 66,526 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), seguido de Rusia con 58,511 mmpcd (Ver Gráfica 1).

En la región de Norteamérica en 2013, Canadá tuvo una disminución de 0.5% en la producción con respecto a 2012. El crecimiento de la producción de gas natural en los Estados Unidos se debe a la aplicación extendida de tecnologías de perforación y

extracción de recursos no convencionales. Este aumento en la producción ha permitido una disminución de los precios del energético en la región.

En el caso de Medio Oriente, esta región continúa con el crecimiento de su producción de gas con 4.5% de incremento con respecto al año previo, para ubicarse en 54, 979.3 mmpcd. El mayor productor de la región fue Irán con una producción de 16,114.4 mmpcd, seguido de Qatar y Arabia Saudita con 14,336.2 mmpcd y 9,966.5 mmpcd respectivamente.

**Gráfica 1. Producción mundial de gas natural 2013, mmpcd**



Fuente: BP Statistical Review of world Energy 2014.

De acuerdo con el reporte *Petroleum Intelligence Weekly* de noviembre de 2013, PEMEX se ubicó en el lugar décimo séptimo entre las grandes empresas productoras de gas natural en el mundo. Esta posición destaca la importancia de la empresa productiva del Estado en el contexto internacional (Ver cuadro 3).

Durante 2013, Gazprom, la empresa más grande del mundo en términos de producción de gas natural, registró un volumen de 47,050 mmpcd lo que representa el 14% del total mundial.

**Cuadro 3. Principales empresas petroleras por nivel de producción de gas natural 2013**

Posición	Empresa	País	Propiedad del Estado (%)	Producción de gas mmpcd
1	Gazprom	Rusia	50%	47,050
2	NIOC	Irán	100%	15,486
3	ExxonMobil	Estados Unidos		12,322
4	Saudi Aramco	Arabia Saudita	100%	10,700
5	QP	Qatar	100%	9,880
6	Royal Dutch Shell	Países Bajos		9,449
7	CNPC	China	100%	9,047
8	Sonatrach	Algeria	100%	7,617
9	BP	Reino Unido		7,393
10	Total	Francia		5,880
11	Petronas	Malasia	100%	5,586
12	Uzbekneftegas	Uzbekistán	100%	5,493
13	Chevron	Estados Unidos		5,071
14	Statoil	Noruega	67%	5,034
15	Novatek	Rusia		4,871
16	PDV	Venezuela	100%	4,456
17	PEMEX	México	100%	4,262
18	ConocoPhillips	Estados Unidos		4,245

Fuente: PIW TOP 50, Petroleum Intelligence Weekly, noviembre 2013.

La diversificación de los yacimientos de gas ha impulsado mercados regionales más equilibrados que en el caso del petróleo crudo. Esto significa, que la dependencia energética en el caso del gas natural es mucho menor debido a la mayor diseminación de los yacimientos.

El volumen de gas natural destinado al comercio exterior durante 2013 fue de 36,577,629 mmpc. Las importaciones por ducto se ubicaron en 25,091,286 mmpc, mientras que las importaciones de gas natural licuado (GNL) alcanzaron 11,486,343 mmpc.

El gas natural licuado (GNL) se ha convertido en una opción competitiva para ofrecer el combustible a países fuera de las regiones geográficas naturales, sobre todo a aquellos que representan los grandes mercados de consumo y que carecen de una fuente interna o regional de abastecimiento.

En la región de Norteamérica, Estados Unidos y Canadá disminuyeron sus importaciones de GNL, como consecuencia del aumento de la producción de gas natural en los Estados Unidos por el desarrollo de campos de lutitas (Ver cuadro 4).



**Cuadro 4. Comercio internacional de gas natural 2013, mmpc**

País	Importación		Exportación	
	Ductos	GNL	Ductos	GNL
Estados Unidos	2,785,959	95,337	1,567,764	3,531
Canadá	910,998	38,841	2,785,959	0
México	656,766	275,418	0	0
Trinidad y Tobago	0	0	0	699,138
América Central	656,766	692,076	656,766	201,267
Francia	1,076,955	307,197	38,841	21,186
Alemania	3,382,698	0	533,181	0
Italia	1,821,996	194,205	7,062	0
Países Bajos	759,165	28,248	1,878,492	7,062
Noruega	0	0	3,615,744	134,178
España	540,243	526,119	31,779	91,806
Turquía	1,348,842	215,391	21,186	0
Reino Unido	1,479,489	328,383	314,259	0
Resto de Europa	3,608,682	215,391	420,189	56,496
Rusia	981,618	0	7,461,003	501,402
Ucrania	949,839	0	0	0
Países del Este	1,041,645	0	2,418,735	0
Qatar	0	0	702,669	3,728,736
Resto Medio Oriente	886,281	158,895	331,914	1,006,335
Algeria	0	0	988,680	526,119
Resto de África	225,984	0	303,666	1,115,796
China	967,494	865,095	98,868	0
Japón	0	4,201,890	0	0
Indonesia	0	0	314,259	790,944
Corea del Sur	0	1,913,802	0	0
Resto Asia Pacífico	1,006,335	1,426,524	596,739	2,595,285
<b>Total mundial</b>	<b>25,091,286</b>	<b>11,486,343</b>	<b>25,091,286</b>	<b>11,486,343</b>

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014.

Para el caso de México, sus importaciones provienen principalmente de Estados Unidos ubicándose en 2013 en 932,184 mmpc. Del total de las importaciones de México, el 30% corresponden a importaciones de GNL, lo que equivale a 275,418 mmpc.

En Medio Oriente el volumen de comercio exterior de gas natural ascendió a 5,769,654 mmpc durante 2013. En esta región las exportaciones de GNL fueron de 4,735,071 mmpc, siendo Qatar el mayor exportador con un volumen de 3,728,736 mmpc, lo que equivale a 79% del volumen total. Japón y Europa son los principales destinos de las exportaciones de GNL de Medio Oriente.

La región de Europa y Euroasia fue la que realizó el mayor comercio de gas natural con un volumen de 15,833,004 mmpc, de los cuales el 11% corresponden a GNL. Los principales abastecedores de estas regiones son Rusia y Noruega.

Los precios promedio en los diferentes mercados presentaron incrementos de manera generalizada, excepto en la región de Norteamérica. En el mercado japonés el precio promedio 16.17 dólares por millón de BUT (usd/mmBTU) en 2013. Esta región es la de precios más altos del energético a nivel mundial.

En los últimos cinco años, la región de Norteamérica se ha mantenido como la zona de precios más bajos del energético a nivel mundial. En el 2013, el precio Henry Hub del gas natural promedio 3.71 usd/mmBTU, en Canadá el precio promedio fue de 2.93 usd/mmBTU. En México, el precio del energético en el norte del país promedió 3.51 usd/mmBTU en el mismo año (Ver cuadro 5).

**Cuadro 5. Precio internacional del gas natural 2009-2013, dólares por millón de BTU**

Año	Japón	Alemania	Reino Unido	EUA	Canadá	México	
	CIF	Import	NBP	Henry Hub	Alberta	Cd. PEMEX	Reynosa
2009	9.06	8.52	4.85	3.89	3.38	3.15	3.34
2010	10.91	8.01	6.56	4.39	3.69	3.93	4.14
2011	14.73	10.48	9.04	4.01	3.47	3.62	3.86
2012	16.75	11.03	9.46	2.76	2.27	2.46	2.69
2013	16.17	10.72	10.63	3.71	2.93	3.27	3.51

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014.

## 5. La industria en México

### 5.1 Reforma Energética

La Ley de Hidrocarburos derivada de la Reforma Constitucional en Materia Energética promulgada el 20 de diciembre de 2013, establece que la Secretaría de Energía (SENER) expedirá los permisos para realizar las actividades de procesamiento de gas natural.

Para las actividades de almacenamiento, transporte, distribución, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, venta de primera mano y comercialización de gas natural, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es el organismo encargado de otorgar los permisos correspondientes.

La ley secundaria establece que los permisionarios que presten los servicios de transporte y distribución por medio de ductos y de almacenamiento a terceros de gas natural, tendrán la obligación de dar acceso abierto, sujeto a la existencia de capacidad disponible en sus sistemas, previo pago de la tarifa autorizada y conforme a las condiciones de prestación del servicio establecidas por la CRE.

Para mejorar la administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, la Reforma Energética Constitucional creó el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS). El CENAGAS es un organismo público descentralizado encargado de administrar, coordinar y gestionar la red de ductos y el almacenamiento de gas natural en el país.

Con base en la Reforma, el CENAGAS será el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, mismo que estará conformado por la siguiente infraestructura:

1. Ductos de transporte e instalaciones de almacenamiento de gas natural, y
2. Equipos de compresión, licuefacción, descompresión, regasificación y demás instalaciones vinculadas a la infraestructura señalada en el numeral anterior.

A fin de promover precios competitivos para los usuarios y la plena competencia en los servicios de transporte, se incluyen reglas que otorguen una clara delimitación en las actividades que realice cada participante.

Además, la Ley de Hidrocarburos establece los siguientes principios para evitar prácticas anticompetitivas y los posibles conflictos de interés que inhiban el adecuado desarrollo de la industria del gas natural:

1. Los permisionarios que presten servicios de transporte, distribución y almacenamiento por medio de ductos, así como de almacenamiento de hidrocarburos, estarán obligados a dar acceso abierto a sus instalaciones y servicios.
2. Planeación centralizada aprobada por SENER y con opinión de la CRE (incluirá proyectos estratégicos y de cobertura social).
3. Fortalecimiento de atribuciones de SENER, CRE y participación directa de Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE).

4. El CENAGAS podrá licitar proyectos estratégicos de transporte de gas natural a través de procesos transparentes y competitivos y podrá apoyarse en las Empresas Productivas del Estado.
5. Con el fin de salvaguardar los intereses en materia de seguridad nacional, se establece que la SENER determine la política pública en materia energética aplicable a la garantía de suministro y los niveles de almacenamiento de gas natural.

## 5.2 Reservas de gas natural

Las reservas remanentes totales de gas natural al 1° de Enero de 2014 se estimaron en 59,664.7 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), cifra menor en 3,564.7 mmmpc a la reportada en el año anterior, que representa una disminución del 5.6%. (Ver cuadro 6)

**Cuadro 6. Reservas remanentes totales de gas natural 2003-2014, mmmpc**

Año	Tipo de gas	Total	Región			
			Marina Noreste	Marina Suroeste	Norte	Sur
2003	Asociado	52,011	6,920	3,628	32,659	8,805
	No asociado	13,422	-	2,774	6,087	4,561
2004	Asociado	50,413	6,437	3,481	32,366	8,129
	No asociado	13,480	-	2,679	6,608	4,193
2005	Asociado	49,432	6,037	3,575	32,373	7,447
	No asociado	14,447	58	3,049	7,210	4,131
2006	Asociado	48,183	6,131	2,962	31,727	7,364
	No asociado	14,172	58	2,709	7,329	4,076
2007	Asociado	47,403	5,659	3,280	31,437	7,027
	No asociado	15,642	58	4,682	7,474	3,429
2008	Asociado	46,067	5,325	3,163	30,594	6,985
	No asociado	15,292	58	5,106	6,952	3,176
2009	Asociado	44,710	4,835	3,233	29,884	6,758
	No asociado	15,664	58	6,339	6,619	2,648
2010	Asociado	44,047	4,482	3,263	29,499	6,804
	No asociado	17,189	58	8,964	5,825	2,342
2011	Asociado	43,295	4,699	2,933	28,963	6,700
	No asociado	17,980	58	10,315	5,669	1,938
2012	Asociado	43,710	4,381	3,594	29,028	6,707
	No asociado	17,930	58	11,021	4,930	1,922
2013	Asociado	44,402	4,378	3,833	29,103	7,088
	No asociado	18,827	58	12,169	4,646	1,955
2014	Asociado	41,768	4,220	3,887	26,760	6,901
	No asociado	17,897	58	10,712	5,276	1,851

(\*) Cifras al primero de enero de cada año.

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2014-2028. Secretaría de Energía.

Las reservas remanentes totales se concentraron principalmente en la región Norte con 53.7% del total, seguido de la región Marina Suroeste con 24.5%, la región Sur con 14.7% y la región Marina Noreste con 7.2%<sup>55</sup>.

La reserva remanente total de gas natural asociado representa el mayor volumen con 41,768.0 mmmpc, es decir el 70.0% del total, mientras que el gas no asociado asciende a un volumen de 17,896.7 mmmpc, equivalente al 30.0% restante.

La región Norte concentra el mayor volumen de reservas de gas asociado, contribuyendo con el 64.1%, es decir 26,760.4 mmmpc. En cuanto a las reservas totales de gas no asociado los mayores volúmenes se localizan en la región Marina Suroeste con 10,711.6 mmmpc, equivalentes al 59.9%.

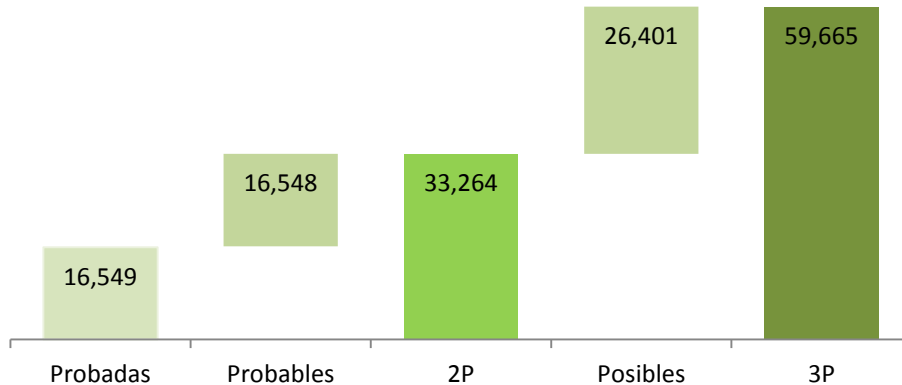
Las reservas remanentes totales de gas natural están compuestas por las reservas probadas, probables y posibles. Las reservas probadas suman un volumen de 16,548.5 mmmpc, equivalente al 27.7%; las reservas probables son de 16,715.6 mmmpc, es decir, 28.0% de las reservas remanentes totales; y las reservas posibles concentran el mayor volumen mayor 26,400.7 mmmpc, 44.2% del total (Ver gráfica 2).

Las reservas probadas se concentraron principalmente en la región Sur con un volumen de 6,029.6 mmmpc, 36.4% del total de las reservas probadas en el país, seguida de la región Marina Suroeste con 4,298.2 mmmpc, y la región Norte y Marina Noreste con 3,510.8 mmmpc y 2,709.9 mmmpc respectivamente.

Las reservas probables se ubican principalmente en la región Norte con un volumen de 10,809.4 mmmpc, equivalente a 64.7%, le sigue la región Marina Suroeste, con un volumen de 3,814.8 mmmpc, equivalente a 22.8%; la región Sur que tuvo una participación del 7.2% y la región Marina Noreste con el 5.3%.

El mayor volumen de las reservas posibles la presentó la región Norte con 17,716.7 mmmpc, es decir el 67.1%, seguido de la región Marina Suroeste con 25% y un volumen de 6,485.1 mmmpc, y las regiones Sur y Marina Noreste con 1,515.2 y 683.7 mmmpc respectivamente.

**Gráfica 2. Reservas remanentes totales de gas natural por categoría, mmmpc**



Fuente: Pemex-Exploración y Producción.

### 5.3 Producción de gas natural

La producción de gas natural en 2014 fue de 6,532 mmpcd. La región Norte fue la mayor productora de gas, con 1,929 mmpcd que representaron el 30% de la producción total. El activo más importante de la región Norte es Burgos, que contribuye con un volumen de 1,221 mmpcd es decir 63.3% de la producción de la región.

La región Marina Noreste es la segunda en nivel de producción, con un volumen de 1,692 mmpcd. El activo más importante de la región es Cantarell, con una participación del 66% de la producción regional. Esta región contribuye con el 26% del total de la producción.

La región Sur contribuyó con un volumen de 1,515 mmpcd, equivalente a 23% del total. Los activos que tienen la mayor producción en esta región son Samaria-Luna y Macuspana-Muspac con 583 y 491 mmpcd respectivamente.

Finalmente la región Marina Suroeste tuvo una participación del 21% con un volumen total de 1,396 mmpcd. Los activos Litoral de Tabasco y Abkatun-Pol-Chuc presentaron una producción de 843 y 553 mmpcd (Ver cuadro 7).

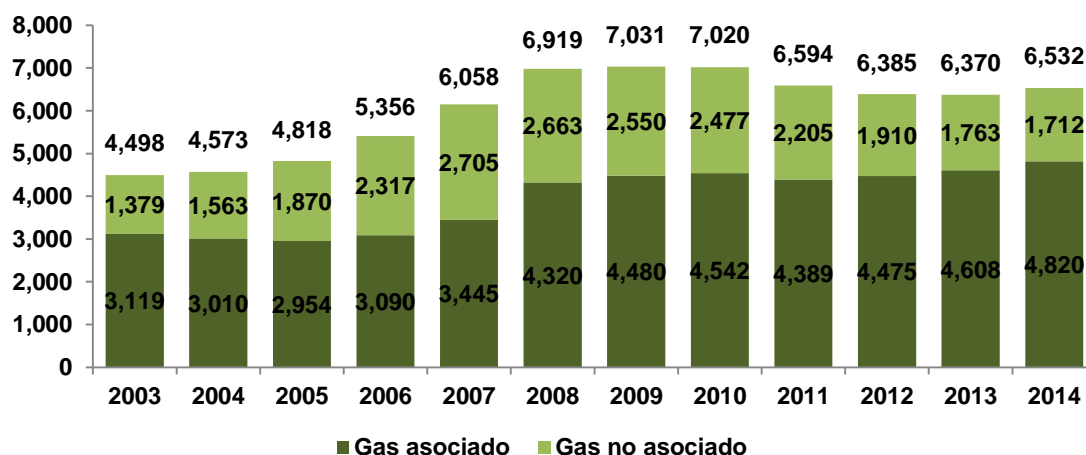
**Cuadro 7. Extracción de gas natural por región 2004-2014, mmpcd**

Región	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Producción de gas con nitrógeno</b>											
<b>Extracción total</b>	<b>4,573</b>	<b>4,818</b>	<b>5,356</b>	<b>6,058</b>	<b>6,919</b>	<b>7,031</b>	<b>7,020</b>	<b>6,594</b>	<b>6,385</b>	<b>6,370</b>	<b>6,532</b>
Marina Noreste	947	928	920	1,157	1,901	1,782	1,584	1,406	1,334	1,412	1,692
Marina Suroeste	603	655	856	993	1,023	1,112	1,172	1,208	1,259	1,327	1,396
Sur	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451	1,600	1,765	1,692	1,652	1,571	1,515
Norte	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,500	2,288	2,139	2,061	1,929

Fuente: Sistema de Información Energética.

Del total de la producción de gas natural en 2014, la de gas asociado representó 74%, mientras que el gas no asociado el 26% restante (Ver gráfica 3).

**Gráfica 3. Producción de gas natural asociado y no asociado 2004-2014, mmpcd**



Fuente: Sistema de Información Energética.

El procesamiento de gas natural en 2014 fue de 4,343 mmpcd. De este volumen, 3,356 mmpcd fueron de gas húmedo amargo y 986 mmpcd de gas húmedo dulce. El volumen de gas seco proveniente de los centros procesadores de gas fue de 3,640 mmpcd.

En 2014, la producción de gas seco se llevó a cabo principalmente el centro procesador de Nuevo Pemex con un volumen de 876 mmpcd, es decir, 24.1% del gas seco procesado, seguido de los centros procesadores de Burgos y Cactus con volúmenes de 832 y 829 mmpcd respectivamente (Ver cuadro 8).

**Cuadro 8. Proceso de gas natural, producción de gas seco y gas directo de campos 2003-2014, mmpcd**

Tipo de gas	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Gas húmedo procesado	3,963	3,879	4,153	4,283	4,240	4,436	4,472	4,527	4,382	4,404	4,343
Gas húmedo amargo	3,349	3,153	3,203	3,162	3,188	3,381	3,422	3,445	3,395	3,330	3,356
Gas húmedo dulce	614	726	950	1120	1052	1055	1050	1082	987	1074	986
Gas seco de CPG	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	3,572	3,618	3,692	3,628	3,693	3,640
Gas directo de campos	769	958	1311	1688	1743	1623	1531	1286	1112	954	865

Fuente: Sistema de Información Energética.

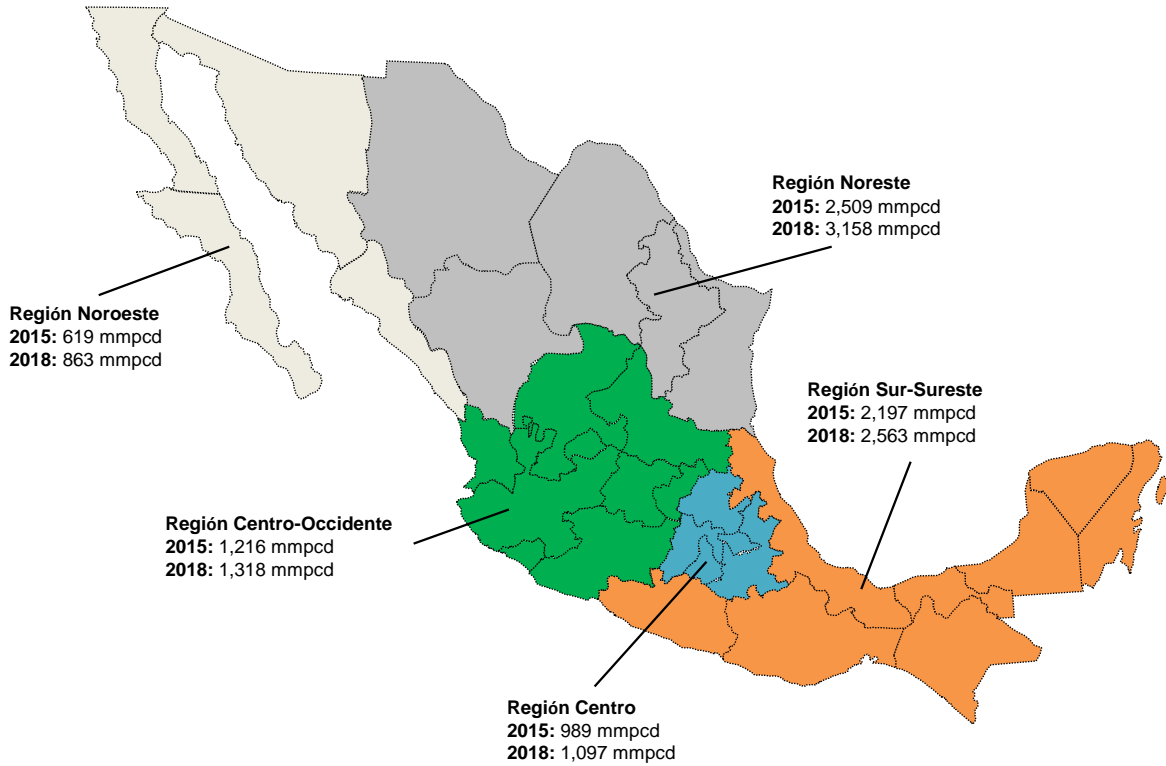
#### 5.4 Demanda de gas natural

La demanda nacional de gas natural se compone por la demanda atendida por Pemex-Gas y Petroquímica Básica y la demanda atendida por las importaciones que realizan terceros, como empresas particulares y la Comisión Federal de Electricidad. En 2013 la demanda fue de 8,009 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) y de 8,156 mmpcd en 2014.

El sector eléctrico es el mayor consumidor de gas natural en el país, con una participación de 47.8% del total nacional. El siguiente mayor consumidor es el sector petrolero con 32.7% de la demanda nacional total. Por su parte, el sector industrial representa el 17.8%, el sector residencial 1.2%, el sector servicios 0.4% y el autotransporte el 0.03% del total respectivamente.

Para el período 2014-2018, la demanda nacional del país se estima crecerá a una tasa media anual de 3.5% para alcanzar un volumen de 9,650 mmpcd en 2018. En todas las regiones del país se incrementará la demanda, destacando las regiones Noroeste y Centro-Occidente con una tasa de crecimiento media anual de 6.5% y 7.7% respectivamente (Ver figura 3).

**Figura 3. Demanda regional de gas natural 2015-2018, mmpcd**



Fuente: Sistema de Información Energética.

### 5.5 Infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento

A la fecha, la Comisión Reguladora de Energía ha otorgado 31 permisos de transporte de acceso abierto de gas natural por ducto. De éstos, 20 se encuentran en operación, 5 en construcción, 5 fueron extinguidos por una solicitud de terminación anticipada del permisionario y 1 fue revocado (Ver cuadro 9).

**Cuadro 9. Permisos de transporte de acceso abierto de gas natural 2014**

Permisario	Localización	Capacidad de transporte (MMpcd)	Longitud (km)	Diámetro (in)	Estatus
1 Gasoductos de Chihuahua	San Agustín Valdivia (Chihuahua) - Samalayuca (Chihuahua)	322.0	37.9	24	Operando
2 Igasamex San José Iturbide	Huimilpan (Querétaro) - San José Iturbide (Guanajuato)	12.7	3.0	4.5	Operando
3 FINSA Energéticos	Parque Industrial del Norte (Matamoros, Tamaulipas)	5.8	3.6	10 y 4	Operando
4 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Naco – Hermosillo (Sonora)	109.9	339.0	16	Operando
5 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sectores Cárdenas, Minatitlán, Veracruz, Cd.Mendoza, Tlaxcala, V. de Carpio, Salamanca, Guadalajara, Madero, Reynosa, Monterrey, Torreon y Chihuahua	4,945.3	8,768	N/A	Operando
6 Energía Mayakan	Ciudad Pemex (Tabasco) - Valladolid (Yucatán)	263.1	710.2	24, 22, 16, 10 y 6	Operando



Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos

7	Transportadora de GN Baja California	de de	Tijuana (Baja California) - Rosarito (Baja California)	300.0	36.0	30	Operando
8	Gasoductos Bajío	del	Valtierrilla (Guanajuato) - Aguascalientes (Aguascalientes)	90.0	204.2	16 y 12	Operando
9	Gasoducto Bajanorte		TARGNL Costa Azul (Baja California) - Los Algodones (Baja California)	1,434.0	302.1	42, 30 y 12	Operando
10	Gasoducto Prieta	Agua	Frontera México/Estados Unidos-CCC Naco Nogales (Sonora)	200.0	12.5	20	Operando
11	Tejas de Gas de Toluca	de de	Palmillas (Querétaro) - Santiago Tianguistengo (México)	96.0	175.3	16 y 8	Operando
12	Kinder Monterrey	Morgan	Cd Mier (Tamaulipas) - Pesquería (Nuevo León)	375.0	137.2	30	Operando
13	Gasoductos del Río		Cd Río Bravo (Tamaulipas) - Anáhuac (Tamaulipas)	410.0	57.9	30, 20 y 16	Operando
14	Gasoductos Tamaulipas (Sistema Fernando)	de San	Reynosa (Tamaulipas) - San Fernando (Tamaulipas)	1000.0	114.2	36	Operando
15	Conceptos Energéticos Mexicanos		Cerretera Federal Mexicali-Planta Toyota (Tijuana)	9.4	1.6	6	Operando
16	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca	de de	Naranjos (Veracruz) - Tamazunchale (San Luis Potosí) - El Sauz (Querétaro)	886.0	355.8	36	Operando
17	Energía Occidente de México		Manzanillo (Colima) - El Castillo (Jalisco)	310.5	321.0	30 y 24	Operando
18	Tarahumara Pipeline		San Isidro (Chihuahua) - El Encino (Chihuahua)	850.0	381.0	36	Operando
19	Transportadora de Gas Natural de Zacatecas	de de	Aguascalientes (Aguascalientes) - Calera de Víctor Rosales (Zacatecas)	19.03	172.5	12	Operando
20	Gasoductos Noreste	del	Camargo (Tamaulipas) - Los Ramones (Nuevo León)	2,100	116.8	48	Operando
21	Gasoducto Aguaprieta	de	(i) Sásabe (Sonora)-Guaymas (Sonora)	(i) 700	(i) 514.5	(i) 36	(i) Operando (tramo Sásabe-Puerto Libertad)
			(ii) Guaymas (Sonora) - El Oro (Sinaloa)	(ii) 510	(ii) 328.6	(ii) 30	
					Total: 843.1		(ii) En construcción (tramo Puerto Libertad-Guaymas)
22	Transportadora de Gas Natural Noroeste	de del	(i) El Encino (Chihuahua)-El Oro(Sinaloa)-Topolobampo(Sinaloa)	(i) 521	(i) 536.4	(i) 30	En construcción
			(ii) El Oro - Mazatlán (Sinaloa)	(ii) 204	(ii) 414.2	(ii) 24	
					Total: 950.6		
23	Gasoducto Morelos	de	Tlaxco (Tlaxcala) - Huexca (Morelos)	337	160.3	30	En construcción
24	TAG Pipelines Norte (Ramones Fase II-Norte)		Los Ramones (Nuevo León) - La Pila (San Luis Potosí)	1,363	446.8	42	En construcción
25	TAG Pipelines Sur (Ramones Fase II-Sur)	Sur	La Pila (San Luis Potosí) - Apaseo el Grande (Guanajuato)	1,353	291.5	42	En construcción
26	Tejas Gas de la Península	de de	Valladolid, Campeche-Nizuc, Quintana Roo	183.7	397.0	16	Revocado
27	Terranova Energía		Mesquite (Tamaulipas) - Estación 19 (Tamaulipas)	1,200	256.8	36 y 30	Terminado anticipadamente
28	Transportadora de Gas Zapata	de	Xoxtla (Puebla) - Jiutepec (Morelos)	46.1	146.8	12 y 6	Terminado anticipadamente
29	Fermaca Pipeline		Tamazunchale (San Luis Potosí) - San Luis de la Paz (Guanajuato)	400	375.9	30	Terminado anticipadamente

30	Ductos de Nogales	Frontera Parque Industrial	Nogales-Recinto Nogales (Sonora)	0.1	14.9	6 y 4	Terminado anticipadamente
31	Fermaca Pipeline de Pacífico	Manzanillo (Colima) – El Salto (Jalisco)		45,215.6	303.4	36	Terminado anticipadamente
<b>Total</b>					<b>16,039.5</b>		

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

La longitud total de los permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía asciende a 16,039 kilómetros. De estos permisos, al 31 de diciembre de 2014, 12,468 kilómetros se encuentran en operación; 2,474 kilómetros en construcción y 1,097 kilómetros no han sido construidos debido a diferentes motivos por parte de los permisionarios que solicitaron la terminación anticipada del permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía.

### Desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural en México

En lo que va de la presente Administración, la red de transporte de gas natural por ducto se ha incrementado en 9.8% al pasar de 11,350 kilómetros en enero de 2013 a 12,468 kilómetros en enero de 2015.

Durante 2015 y 2016 la red de transporte de gas natural en el país se extenderá en 2,550 kilómetros, equivalente al 20.4% de la red actual, para alcanzar una longitud total de 15,018 kilómetros. Esto debido al inicio de operación de 4 proyectos que actualmente se encuentran en fase de construcción<sup>1</sup>: (i) gasoducto Los Ramones Fase II (738 kilómetros); (ii) proyecto Noroeste (1,575 kilómetros<sup>2</sup>); (iii) gasoducto Morelos (160 kilómetros), y (iv) ampliación del gasoducto Mayakan (76 kilómetros).

### Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018

El 29 de abril de 2014 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI). Dicho Programa contiene el Plan de Gasoductos, el cuál fue elaborado con información de Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad por la Secretaría de Energía.

El Plan de Gasoductos prevé la construcción de 18 nuevos gasoductos de transporte de gas natural con la meta de lograr 2 objetivos: (i) incrementar la capacidad de transporte, y (ii) subsanar los cuellos de botella derivados del incremento en la demanda de este combustible y la falta de expansión en la red de transporte de gas natural en el país. En el Cuadro 10 se presenta el grado de avance de estos proyectos, al cierre de 2014.

<sup>1</sup> Al cierre de 2014 los proyectos de ramal a (i) Tula y (ii) Villa de Reyes no cuentan con un permiso de transporte de la CRE por lo que no fueron considerados en el cálculo.

<sup>2</sup> Esta longitud no incluye 218 kilómetros del gasoducto Sásabe-Guaymas, los cuáles iniciaron operación comercial durante diciembre de 2014 (tramo Sásabe-Puerto Libertad).

**Cuadro 10. Programa Nacional de Infraestructura 2014-208**

	Proyecto	Longitud (km)	Capacidad (millones de pies cúbicos diarios)
1	Ojinaga - El Encino	205	1,350
2	El Encino-La Laguna	436	1,500
3	Waha-Presidio	230	1,350
4	Waha-San Elizario <sup>3</sup>	300	1,500
5	San Isidro-Samalayuca <sup>4</sup>	23	1,450
6	Tuxpan-Tula	237	625
7	Jáltipan-Salina Cruz	247	1,000
8	Samalayuca-Sásabe	558	625
9	Colombia-Escobedo	254	1,500
10	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	355	625
11	La Laguna-Centro	601	1,500
12	Tula-Villa de Reyes	279	625
13	Los Ramones-Cempoala	855	1,500
14	Sur de Texas-Tuxpan	625	1,500
15	Mérida – Cancún	300	350
16	Ehrenberg – San Luis Río Colorado	160	350
17	Lázaro Cárdenas-Acapulco	331	50
18	Salina Cruz-Tapachula	440	350

Fuente: Secretaría de Energía.

## 5.6 Precio del gas natural

Mientras el precio del petróleo se determina con base a la oferta y demanda mundial, el precio del gas natural se determina de acuerdo a la oferta y demanda a nivel regional. En la región de Norteamérica, a partir del descubrimiento y exploración de pozos de shale gas en Estados Unidos, se han incrementado las reservas y producción.

Lo anterior, ha permitido que desde el 2009, exista una tendencia a la baja de los precios de gas a nivel regional, manteniendo hasta la fecha un precio promedio de entre 4 y 5 dólares por millón de BTU, el precio más competitivo a nivel mundial.

En 2014, el precio promedio de del gas natural (ventas de primera mano de Reynosa) fue de 4.16 dólares por millón de BTU.

En México, los bajos precios de gas natural han impulsado su consumo, principalmente en el sector de generación de energía eléctrica, y es que la CFE ha procurado remplazar la generación a partir de combustóleo por la generación mediante gas natural, además de ser un combustible que presenta bajas emisiones de contaminantes a la atmosfera.

<sup>3</sup> El Programa Nacional de Infraestructura prevé el desarrollo del gasoducto Waha-Samalayuca. Este proyecto es desarrollado por la CFE en 2 etapas: (i) Waha-San Elizario, desarrollado en Estados Unidos, y (ii) San Isidro-Samalayuca, desarrollado en México.

<sup>4</sup> Ídem.

## **6. Referencias**

Anuario Estadístico. Petróleos Mexicanos.

Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2014-2028. Secretaría de Energía.

BP Statistical Review of World Energy 2014

PIW TOP 50. Petroleum Intelligence Weekly, Noviembre 2013.

Comisión Reguladora de Energía ([www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx))