



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**El gas natural como fuente de
energía, desarrollo e
industrialización a nivel mundial; un
área de oportunidad para México**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero petrolero

P R E S E N T A N

Garrido Núñez Mariana

Mendoza López Yanderi Itzel

DIRECTOR(A) DE TESIS

Ing. Dorantes Sevilla Eduardo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Índice

- I. Contenido
 - 1. Generalidades del gas natural
 - 2. Panorama mundial del gas natural
 - 3. Gas natural como fuente de desarrollo
 - 4. Entorno del gas natural en México
 - 5. Perspectiva del desarrollo del gas natural en México

Índice

I. Contenido

Índice de gráficas	i
Índice de figuras	iii
Índice de tablas	v
Objetivo.	vi
Justificación.	vi
Resumen	viii
Abstract	ix
Introducción.	x
1. Generalidades del gas natural	1
1.1 Historia del gas natural en el mundo	1
1.2 Historia del gas natural en México	2
1.3 ¿Qué es el gas natural?	4
1.4 ¿Cómo se origina el gas natural?	4
1.5 Composición del gas natural	5
1.6 Gas natural vs Gas LP	7
1.7 Cadena de valor	7
2. Panorama mundial del gas natural	15
2.1 Reservas.	15
2.2 Producción	17
2.3 Consumo	19
2.4 Precios	21
2.5 Mercado del gas natural.	25
3. Gas natural como fuente de desarrollo	27
3.1 Estados Unidos	27
3.2 Europa	32
3.2.1 Alemania.	34

3.2.2 Francia	37
3.2.3 Reino Unido	41
3.2.4 España	45
3.3 Rusia	49
3.4 China	53
4. Entorno del gas natural en México	59
4.1 Información general	59
4.2 Mercado de gas natural	61
4.3 Infraestructura	66
4.4 Venta de Primera Mano	70
4.5 Índice de precios de gas natural	72
4.6 Almacenamiento	73
4.7 T-MEC	74
5. Perspectiva de desarrollo del gas natural en México	76
5.1 Propuestas	77

Índice de graficas

- Gráfica 2.1 Reservas mundiales de gas natural en 2019
Fuente: (BP) Elaboración propia
- Gráfica 2.2 Producción de gas natural en 2019
Fuente: (BP) Elaboración propia
- Gráfica 2.3 Relación reservas/producción por región 2019
Fuente: (BP) Elaboración propia
- Gráfica 2.4 Consumo de gas natural en 2019
Fuente: (BP) Elaboración propia
- Gráfica 2.5 Consumo mundial de gas natural por sector en 2018
Fuente: (IEA) Elaboración propia
- Gráfica 2.6 Consumo de gas natural en México en 2016
Fuente: (CRE) Elaboración propia
- Gráfica 2.7 Fuente de generación de electricidad mundial
Fuente: (IEA) Elaboración propia
- Gráfica 2.8 Precios del gas natural
Fuente: (BP) Elaboración propia
- Gráfica 2.9 Comercialización mundial de gas natural en 2019
Fuente: (BP) Elaboración propia
- Gráfica 2.10 Importaciones y exportaciones de gas natural por región en 2019
Fuente: (BP) Elaboración propia
- Gráfica 2.11 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Estados Unidos
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia
- Gráfica 2.12 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Estados Unidos
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 3.13 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Alemania
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia

- Gráfica 3.14 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Alemania
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 3.15 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Francia
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia
- Gráfica 3.16 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Francia
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 3.17 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Reino Unido
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia
- Gráfica 3.18 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Reino Unido
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 3.19 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en España
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia
- Gráfica 3.20 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en España
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 3.21 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Rusia
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia
- Gráfica 3.22 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Rusia
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 3.23 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en China
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia
- Gráfica 3.24 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en China
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 4.25 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en México
Fuente: (EIA, IEA, Banco Mundial) Elaboración propia
- Gráfica 4.26 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en México
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Gráfica 4.27 VPM por zona desde noviembre de 2019
Fuente: (SENER) Elaboración propia

Índice de figuras

- Figura 1.1 Tipos de yacimientos
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Figura 1.2 Componentes del gas natural
Fuente: Elaboración propia
- Figura 1.3 Cadena de valor del gas natural
Fuente: (API) Elaboración propia
- Figura 2.4 Infraestructura de gas natural en Texas
Fuente: (EIA) Elaboración propia
- Figura 3.5 Gasoducto Nordstream
Fuente: (Gazprom) Elaboración propia
- Figura 4.6 Centros procesadores de Gas
Fuente: (SENER) Elaboración propia
- Figura 4.7 Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS)
Fuente: (SENER) Elaboración propia
- Figura 4.8 Sistema de Gasoductos de México
Fuente: (SENER) Elaboración propia
- Figura 4.9 Puntos de Internación de gas
Fuente: (SENER) Elaboración propia
- Figura 4.10 Terminales de Regasificación y GNL
Fuente: (SENER) Elaboración propia
- Figura 4.11 Regionalización por zonas
Fuente: (SENER) Elaboración propia
- Figura 4.12 Regiones de índice de referencia de precios de gas natural
Fuente: (SENER) Elaboración propia
- Figura 5.13 Mapa de campos propuestos por CENAGAS
Fuente: (CENAGAS) Elaboración propia

Figura 5.14 Ubicación del campo Brasil

Fuente: (CENAGAS, SENER, CNH) Elaboración propia

Índice de tablas

Tabla 1.1 Requerimientos de composición del gas natural en México de acuerdo a la NOM-001-SECRE-2010.

Fuente: (DOF) Elaboración propia

Tabla 1.2 Características del gas natural y el gas LP.

Fuente: (ITESM) Elaboración propia

Tabla 1.3 Comparativa de riesgo del gas natural y gas LP.

Fuente: (ITESM) Elaboración propia

Tabla 1.4 Aplicaciones y usos de NGL.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1.5 Requisitos para el diseño de tanques de almacenamiento según la NOM-013-SECRE-2012.

Fuente: (DOF) Elaboración propia

Tabla 2.6 Top de países con mayores reservas probadas 2019.

Fuente: (BP) Elaboración propia

Tabla 2.7 Top de países con mayor producción en 2019.

Fuente: (BP) Elaboración propia

Tabla 2.8 Top de países consumidores en 2019.

Fuente: (BP) Elaboración propia

Tabla 3.9 Empresas que dominan el área de producción de gas natural en China.

Fuente: (IPN) Elaboración propia

Tabla 4.10 Propuestas de CENAGAS para el Plan Quinquenal 2020-2024.

Fuente: (SISTRANGAS) Elaboración propia

Tabla 4.11 Funciones de las Instituciones y Órganos Reguladores después de la Reforma Energetics.

Fuente: (CNH) Elaboración propia

Tabla 4.12 Tipos de almacenamiento.

Fuente: (Gob) Elaboración propia

Tabla 5.13 Características del campo Brasil.

Fuente: (CENAGAS) Elaboración propia

Objetivo

Identificar la relación entre la industrialización y la seguridad energética de México a través de los combustibles para ser más eficiente con el aprovechamiento de gas natural; de acuerdo al contexto histórico que han marcado los países industrializados, permitiendo su máximo desarrollo y sustentabilidad en los últimos años.

Justificación

México podría beneficiarse de la integración energética a través del TMEC en el que se dé prioridad al gas natural como fuente de energía primaria, para la optimización de la generación de electricidad, industrialización y una apertura a las exportaciones en el mercado creciente de gas natural hacia el lejano oriente.

Resumen

La importancia del gas natural radica en la posibilidad de reemplazar hasta un 80% del uso de los demás tipos de energía fósil y en la reducción de contaminantes en comparación con otros combustibles, debido a que su combustión es más limpia, pues tiene bajas emisiones de dióxido de carbono.

El gas natural ha influido en el desarrollo de algunos países industrializados, como Estados Unidos, Alemania, Francia, España, Inglaterra, Rusia y China, en diferentes magnitudes, convirtiéndolos en una inspiración para el mercado energético en México.

Siguiendo como ejemplo a estos países, consideramos que México se vería beneficiado de incrementar el almacenamiento de gas natural, de desarrollar nueva infraestructura, diversificar la matriz energética, dar incentivos para proyectos de exploración y caracterización de yacimientos de gas natural, desarrollar nuevos proyectos de almacenamiento y obtener precios más competitivos con la propuesta de una nueva regulación, todo esto con el fin de aumentar la seguridad energética y mermar la dependencia del gas estadounidense.

Abstract

The importance of natural gas lies on the possibility of replacing up to 80% usage of other types of fossil energy and in the reduction of air pollutants compared to other fuels, due to its low emissions of carbon dioxide.

Natural gas has influenced the development of some industrialized countries, such as the United States, Germany, France, Spain, England, Russia and China, at varying levels, making them an inspiration for the energy market in Mexico.

Following these countries as an example, we deem that Mexico would benefit from increasing natural gas storage, developing new infrastructure and storage projects, diversifying the energy matrix, providing incentives for exploration projects and characterization of natural gas fields and achieve competitive prices with the option of a new regulation, all this in order to increase energy security and reduce dependence on the US gas.

Introducción

El gas natural es un recurso hidrocarburo gaseoso, su uso principal es el de producir energía eléctrica, como combustible. Este recurso puede ser obtenido de yacimientos petroleros que contienen gas y aceite (gas asociado), así como de yacimientos de gas no asociado. Está compuesto en su mayoría por gas metano y otros gases hidrocarburos como el etano, propano, butano y pentano, también puede contener nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, hidrógeno y otros en menor proporción. Su composición dependerá de las características propias del yacimiento del que sea extraído.

En los últimos años, la demanda de hidrocarburos líquidos ha disminuido, debido al creciente interés por el uso de energías limpias y una explotación sustentable. El reto para la industria petrolera, es adaptarse a los nuevos requerimientos quitando el enfoque del aceite, dándole mayor importancia al gas. Con esto se deberá de invertir en todos los requerimientos necesarios como la infraestructura, para lograr un mercado de gas natural eficiente y competitivo, mejorando así su producción, distribución y comercialización .

En el capítulo uno se da una breve introducción a las principales características del gas natural, así como su cadena de valor y los beneficios de su uso.

En el capítulo dos mostramos el panorama mundial del gas natural, incluyendo las reservas, la producción y el consumo de los países con mayor éxito en el mercado de este hidrocarburo, exponiendo la importancia de conocer cada uno de los aspectos antes mencionas.

En el capítulo tres describimos el mercado de gas natural de algunos países industrializados, que consideramos representan un punto de referencia para un desarrollo eficiente en nuestro país.

En el capítulo cuatro se aborda el mercado de gas natural en México, describiendo su infraestructura y características actuales.

Por último en el capítulo cinco, damos propuestas para mejorar aquellos aspectos expuestos en el capítulo cuatro, tomando como referencia algunos aspectos que han convertido a los países industrializados expuestos en el capítulo tres en mercados exitosos.

1. Generalidades del gas natural

1.1 Historia del gas natural en el mundo

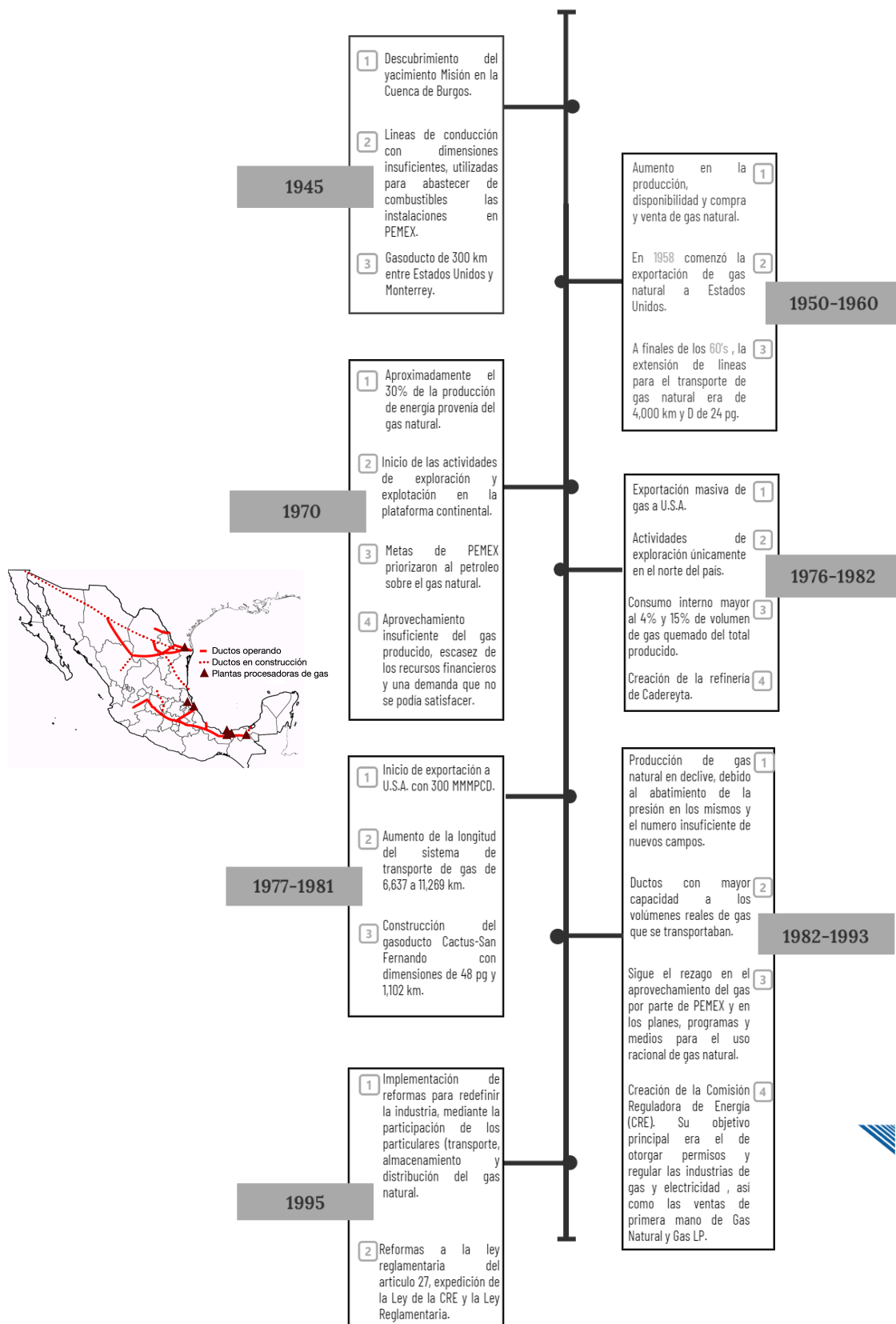
El descubrimiento del gas natural se remonta a los griegos, quienes encontraron una grieta en el suelo de gas que formaba una flama, alrededor del año 1000 a.C., la cual interpretaron como una señal divina. La grieta se encontraba ubicada en el Monte Parnaso, donde construyeron un templo a la redonda de la llama que albergó el oráculo de Delgos.

Se encontraron este tipo de brotes de gas en varias partes del mundo como Irán y Persia, sus religiones también lo atribuyeron a señales divinas. No fue hasta el año 500 d.C. que los chinos empezaron a usar este recurso a través de tuberías hechas de varas de bambú para hervir agua de mar y separar la sal de esta, con el fin de volverla potable para la población.

Pasaron muchos años para que Gran Bretaña fuera el primer país en comercializarlo en 1785, pero a diferencia del que se ocupa actualmente, este provenía del carbón y era utilizado para iluminar las casas y las calles. Este tipo de gas tuvo llegada a los Estados Unidos en el año 1816 y sirvió para iluminar las calles de Baltimore, Maryland. En el año 1821 William Hart, considerado como el padre del gas natural, perforó el primer pozo de gas en Fredonia, Nueva York con 8.2 metros de profundidad. Uno de los intentos para aprovechar económicamente el uso de gas natural ocurrió en 1824 en Fredonia, Nueva York, lo cual llevó en 1858 a la formación de la primera compañía de gas natural en los Estados Unidos, llamada “Gas Light Company”.

Debido a que antes de la segunda guerra mundial no existían tuberías que permitieran su transporte, el gas solía quemarse o ventearse a la atmósfera en los yacimientos de carbón y aceite. Durante casi todo el siglo XIX el gas fue utilizado para la iluminación, pero con la llegada de la luz eléctrica a finales del siglo, se buscó darle nuevos usos. Después de la Segunda Guerra Mundial, se realizó un esfuerzo para construir nuevas tuberías y mejorar la eficiencia de las ya existentes con el uso de nuevas tecnologías y técnicas de soldadura, lo que permitió que este recurso fuera ocupado para calentar casas, operar electrodomésticos de cocina, generar electricidad, etc y fue así como nació la gran industria del gas natural.

1.2 Historia del gas natural en México





1996-2000

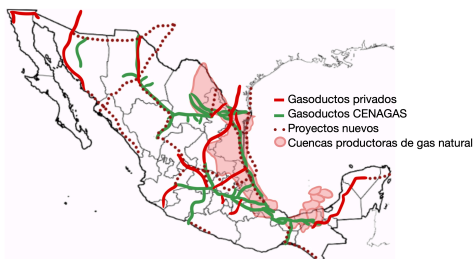
- 1 Expansión asociada al desarrollo del campo Cantarell.
- 2 Producción de gas asociado y no asociado en Tabasco y Chiapas.
- 3 Creciente interés por la cuenca de Burgos, debido al déficit en la producción total de gas natural.
- 4 Gas natural con el 23% de la oferta total de energía primaria (sector industrial y eléctrico).
- 5 En 1998 se crea la primera planta de gas llamada Samalayuca II en Ciudad Juárez.

2009-2011

- 1 Máximo histórico de producción de gas natural en el país con 7030.2 MMPCD.
- 2 Pemex anuncia el descubrimiento de lutitas gasíferas en la formación Eagle Ford, lo cual representa la revolución del shale gas en USA, permitiendo que su producción se duplicara, siendo superior a la de México.
- 3 Importaciones de gas a México aumentaron un 64% aproximadamente.

2016-2019

- 1 Aumento en la demanda de gas natural en el sector autotransporte.
- 2 Longitud del sistema de transporte de gas de 18,994.4 km.
- 3 CENEGAS esta integrado por:
 - Los Ramones Fase I
 - Gasoducto de Tamaulipas
 - Los Ramones Fase II-Norte,
 - Los Ramones Fase II-Sur
 - Gas Natural del Noroeste
 - Gasoducto del Bajío.
- 4 En 2017 CRE implementa la publicación mensual de los precios de gas natural (INPGN), sujetos a las condiciones actuales del mercado y la SENER pone a disposición "Política Pública en materia energética aplicable a la constitución de Almacenamiento de Gas Natural"
- 5 En 2019 el volumen de producción de gas natural alcanzó un mínimo histórico de 4,800 MMPCD aproximadamente.



2003-2008

- 1 Asignación de recursos al Programa Estratégico de Gas.
- 2 Aumento en la producción de gas no asociado en un 15%.
- 3 La cuenca de Veracruz aporta mas de la mitad de la producción de gas prevista, mientras que la cuenca de Burgos no cumple con las expectativas.
- 4 7 Contratos de servicios múltiples suscritos por PEMEX resultan en fracaso.
- 5 Creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).



2012-2014

- 1 Se añadieron 3,392 km a la red nacional de gasoductos.
- 2 Se crea el CENEGAS gestor y administrador de SISTRANGAS (Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural).
- 3 En 2013 se aprueba la reforma energética y se actualizan los artículos 25, 27 y 28.
- 4 Se crea la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural (EISGN), para impulsar el desarrollo de la red nacional de transporte y ampliación de infraestructura.
- 5 Presentación de la "Política Pública para la implementación del mercado de gas natural".

2020

- 1 Caída abrupta en consumo, importación y producción de gas natural debido a la pandemia mundial.
- 2 Concluye construcción del segmento sur del sistema de gasoductos de Guadalajara, que conecta Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara (VAG).
- 3 CNH autoriza a la empresa Pantera la perforación de 2 pozos con gas natural como recurso, ubicados al norte del país.
- 4 El 70% de gas natural que se consume en el país es de importación y PEMEX autoconsume el 76% del gas natural que produce.

1.3 ¿Qué es el gas natural?

El gas natural es una fuente de energía fósil que existe en estado gaseoso a condiciones atmosféricas, el cual se formó debajo de la superficie de la tierra a partir de materia orgánica atrapada ahí por un largo periodo de tiempo. Contiene diferentes compuestos hidrocarburos y no hidrocarburos, y su composición varía en diferentes yacimientos e incluso en pozos del mismo yacimiento.

1.4 ¿Cómo se origina el gas natural?

Hace millones de años, los restos de plantas y animales se comenzaron a depositar en capas gruesas en la superficie de la tierra y en el manto oceánico, mezclados con arena, limo y carbonato de calcio. Los cambios de presión y temperatura provocaron que los materiales ricos en hidrógeno y carbono se transformaran en carbón, aceite y/o gas natural.

Dos mecanismos principales llamados biogénico y termogénico, son los responsables de la degradación del material orgánico en sedimentos. El gas biogénico es formado a poca profundidad y baja temperatura, debido a la acción bacteriana de las acumulaciones de escombros orgánicos en los sedimentos. Por el contrario, el gas termogénico se forma a altas profundidades por la degradación de la materia orgánica, llamada queroseno, acumulada en sedimentos de grano fino, especialmente en arcillas y lutitas. Esta degradación ocurre por la combinación de los efectos de temperatura y presión. Se cree que el gas termogénico se produce mediante dos mecanismos llamados craqueo térmico directo de materia orgánica y craqueo térmico secundario de aceite, que es formado en la primera etapa. El primero es llamado gas termogénico primario, el cual coexiste con el aceite, mientras que al último se le conoce como gas termogénico secundario, el cual coexiste con sólidos insolubles llamados bitumen.

Ambos mecanismos involucran craqueo térmico con cierto grado de presión, producida principalmente por el peso de la formación sedimentaria. Se cuenta con poca información del tiempo requerido para generar gas termogénico, solo se asume que es un largo periodo de tiempo.

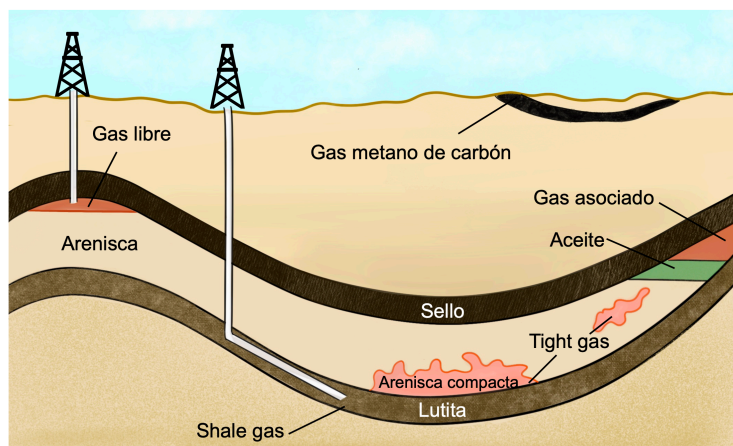


Figura 1.1 Tipos de yacimientos de gas

El gas natural proviene de formaciones geológicas convencionales y no convencionales. El gas convencional es típicamente “gas libre” atrapado en múltiples zonas porosas, relativamente pequeñas, de formaciones de roca como carbonatos, areniscas y limolita. El gas natural convencional generalmente se encuentra en yacimientos profundos, asociado con aceite o en yacimientos que contienen una pequeña o nula cantidad de aceite. El gas natural del carbón, conocido como gas metano de carbón, gas de lutita, tight gas e hidratos de gas, son normalmente conocidos como recursos de gas no convencional. Una característica común entre los distintos tipos de recursos de gas no convencional es que contienen grandes cantidades de gas natural, pero es mucho más difícil de producir. Nuevas tecnologías han sido desarrolladas para permitir obtener mejores estimaciones de la cantidad de gas en los yacimientos no convencionales, poder estimular las rocas y producir el gas.

1.5 Composición del gas natural

El componente más abundante del gas natural es el metano, este se encuentra compuesto por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno. Por lo regular el metano se encuentra acompañado de hidrocarburos saturados como el etano, propano, butano, pentano y proporciones más pequeñas de gases inertes como el nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, oxígeno e hidrógeno; pequeñas cantidades de metales también pueden estar presentes en el gas natural, incluyendo el arsénico, selenio, mercurio y uranio.

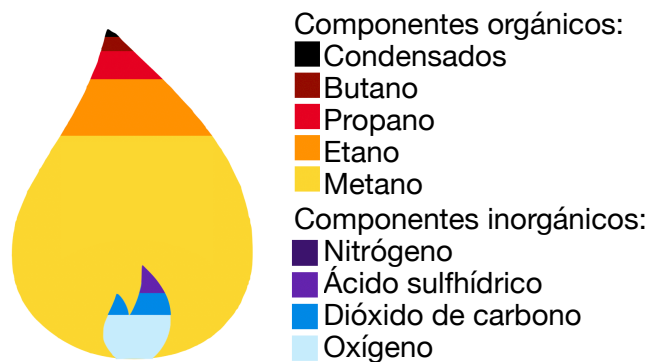


Figura 1.2 Componentes del gas natural producido

Dependiendo de la porción de hidrocarburos más pesados que el metano, se pueden considerar diferentes tipos de gas natural (seco y húmedo). El gas natural es considerado seco cuando está compuesto principalmente por metano, pues la mayoría de los otros hidrocarburos asociados ya han sido removidos. Cuando otros hidrocarburos están presentes, el gas natural es húmedo, pues forma una pequeña fase líquida cuando es producido a condiciones de superficie. Los gases naturales comúnmente son clasificados de acuerdo a su contenido de azufre (amargo o dulce) y de acuerdo a su contenido líquido.

Se requiere que el gas natural cuente con la mayor calidad posible para poder ser comercializado y producir energía, por lo que cualquier presencia de sólidos o contenido de agua deberán ser eliminados.

Propiedad	Unidades	Zona Sur	Resto del país
Metano-Min.	% vol	83	84
Etano-Max.	% vol	11	11
Oxígeno-Max.	% vol	0.2	0.2
Bióxido de carbono-Max.	% vol	3	3
Nitrógeno-Max.	% vol	6	4
Ácido sulfhídrico-Max	mg/m ³	6	6
Índice de Wobbe	MJ/m ³	47.3 - 53.20	48.20 - 53.20

Tabla 1.1 Requerimientos de composición del Gas Natural en México de acuerdo a la NOM-001-SECRE-2010

1.6 Gas natural vs Gas LP

Es importante realizar una comparación entre el Gas Natural y el Gas Licuado de Petróleo, pues a pesar de cumplir con las mismas funciones, cada uno cuenta con ciertas ventajas y desventajas que se deben de tomar en cuenta debido a su importancia en el mercado actual de generación de energía.

	Gas natural	Gas LP
Gas principal	Metano	Butano y propano
Generación de ozono	No	Si
Capacidad térmica	Baja	Alta
Densidad de energía	38.7 MJ/m ³	93.2 MJ/m ³
Relación aire gas	10:1	25:1
Emisiones de CO ₂	68.774 kg/10 ⁹ BTU	53.724 kg/10 ⁹ BTU
Emisiones de NO ₂	75.14 kg/10 ⁹ BTU	39.56 kg/10 ⁹ BTU
Transporte	Ductos	Tanques o cilindros

Tabla 1.2 Características del Gas Natural y el Gas LP

	Gas natural		Gas LP	
Propiedad	Si	No	Si	No
Tóxico		★ ³		★ ³
Cancerígeno		★		★
Inflamable	★		★	
Forma nubes	★ ¹		★	
Asfixiante	★ ²		★ ²	
Ligero	★			★

Tabla 1.3 Comparativa de riesgo del Gas Natural y Gas LP

¹Bajo condiciones de vapor especiales.

²En espacios confinados.

³En espacios abiertos.

1.7 Cadena de valor

El propósito de cualquier cadena de valor es entender los factores y condiciones a través del cual un marco de trabajo y sus empresas pueden alcanzar niveles más altos de desempeño.

La industria global del aceite y gas está bajo una considerable presión para satisfacer la demanda mundial de suministros de energía de manera segura y de fácil acceso.

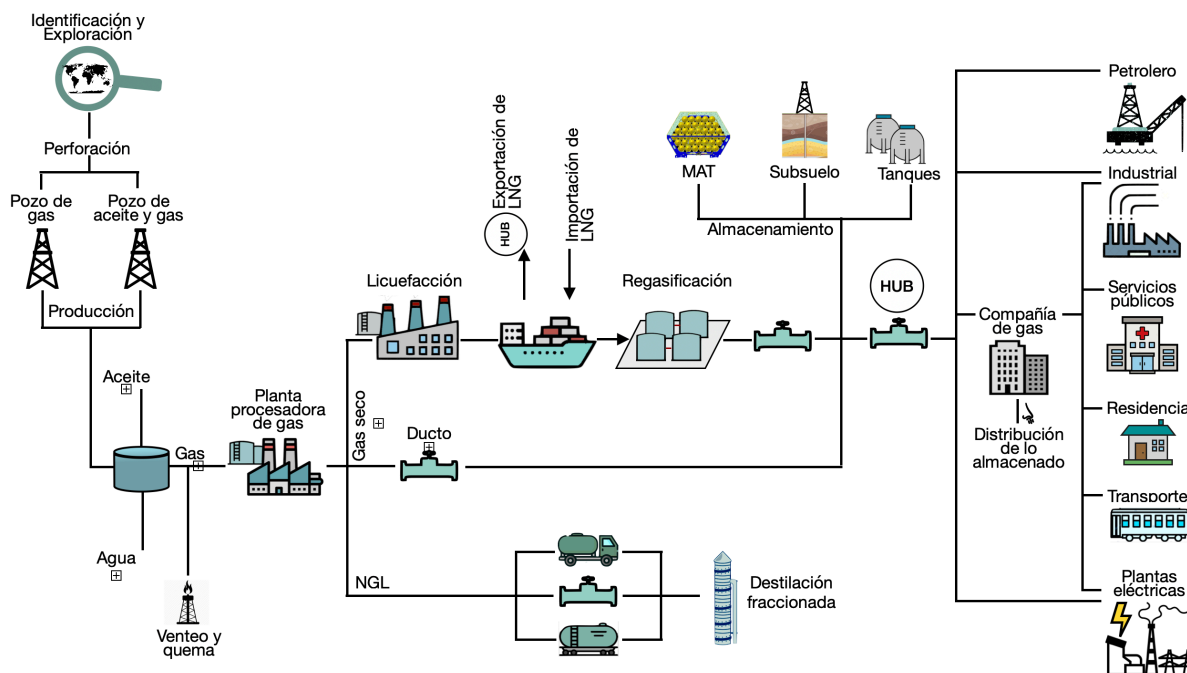


Figura 1.3 Cadena de valor del gas natural

Identificación y exploración

La cadena de valor del gas natural empieza al intentar identificar los lugares donde es posible encontrar hidrocarburos en el subsuelo. Los geólogos y geofísicos usan diferentes tecnologías como mapas topográficos, fotografías aéreas, proyecciones 3D, ondas de sonido, etc. con el fin de estimar dónde puede haber un yacimiento, su tamaño y el tipo de hidrocarburo que se encontrara en él. Después viene la etapa de exploración en la que la compañía decide si perforará un pozo de exploración para asegurar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo; no siempre se realiza este paso debido a la gran incertidumbre y riesgo que conlleva la perforación de un pozo a pesar de tener estudios que sugieran la existencia de un yacimiento.

Una vez encontrado el yacimiento, se procede al diseño y construcción de las instalaciones de explotación para los pozos, tomando en cuenta las condiciones geológicas, ambientales y operacionales para garantizar una producción óptima y segura para los trabajadores y el medio ambiente.

Producción

Incluye la perforación, extracción y recuperación de hidrocarburos de las formaciones del subsuelo, ya sea en tierra o costa afuera de pozos de gas asociado que producen gas y aceite o de gas no asociado que producen solo gas. Una vez que se tiene producción de hidrocarburos, estos van a un separador bifásico (gas y líquido) o trifásico (gas, aceite y agua) con las etapas necesarias para el fluido producido.

Planta procesadora de gas

El gas natural producido normalmente no tiene las condiciones necesarias para su distribución por medio de ductos, es por esta razón que tiene que ir a una planta procesadora de gas, en donde se somete a diferentes procesos para eliminar sus contaminantes, así como los compuestos pesados que contenga. Las impurezas o contaminantes como el hidrógeno y el nitrógeno afectarán el poder calorífico del gas natural y como consecuencia los costos de transporte aumentarán; mientras que el ácido sulfhídrico y dióxido de carbono formarán soluciones ácidas debido al contenido de agua en el gas. Por estas razones y por su contenido tóxico son sustancias que deben de ser eliminadas para obtener la calidad necesaria en el gas natural. Al igual que los cuatro contaminantes mencionados con anterioridad, el agua y los hidrocarburos más pesados que el butano deben de ser eliminados, ya que de no ser así producen corrosión en las tuberías, formación de hidratos, provocan flujo bache y ocasionan problemas en la eficiencia de transporte del gas.

En la planta procesadora se somete al gas a los procesos de endulzamiento y deshidratación. El primero consiste en la eliminación de los gases ácidos antes mencionados mediante el uso de aminas, una de las aminas más utilizadas es la metildietanolamina (MDEA), esta se utiliza en una torre de absorción y una torre de destilación regeneradora de MDEA. El segundo elimina el exceso de agua presente en el gas mediante el uso de una sustancia deshidratante como el glicol, normalmente se utiliza una solución de etilenglicol al 80% en peso, se realiza mediante un proceso llamado Girbotol, en donde se utiliza una torre contactora y una regeneradora de glicol, para que mediante la absorción el gas húmedo logre convertirse en gas seco.

Planta de fraccionamiento



De la planta procesadora de gas salen líquidos del gas natural (NGL), obtenidos a través de destilación criogénica, que se transportan a través de autotanques, ductos o carrotanques a una planta de fraccionamiento donde se separan los componentes de esta mezcla como el etano, propano, butano y pentano a través de sus puntos de ebullición con una torre de destilación fraccionada para poderles dar uso en diferentes industrias.

NGL	Sector primario	Aplicaciones	Uso final
Etano	Industrial	Etileno para producción de plásticos, materia prima para petroquímica	Bolsas de plástico, anticongelantes, detergente
Propano	Industrial, Residencial, Comercial	Calefacción residencial y comercial, combustible para cocinar, materia prima para petroquímica	Calefacción, estufas y parrillas pequeñas
Butano	Industrial, Transporte	Materia prima para petroquímica, mezclas con propano o gasolina	Caucho sintético para llantas, combustible para encendedores
Isobutano	Industrial	Materia prima para refinería y petroquímica	Alquilato para gasolinas, aerosoles, refrigerante
Pentano	Transporte	Gasolina natural, agente de expansión para la espuma de poliestireno	Gasolina, solvente, poliestireno
Pentano plus	Transporte	Mezcla con combustible de autos, bitumen exportado para la producción de aceite en arenas	Gasolina, mezclas de etanol, producción de aceite en arenas

Tabla 1.4 Aplicaciones y usos de NGL

Planta de licuefacción



El gas natural seco es transportado por ductos y puede ir a una planta de licuefacción en donde someten al gas a una temperatura aproximada de -160 grados Celsius y presión atmosférica para transportarlo o almacenarlo. El volumen del gas natural licuado es aproximadamente 600 veces más pequeño que el gas natural seco que se transporta por ductos, lo que facilita su transporte en buquetanques para su venta interna o exportación.

Regasificación

En caso de que este gas sea importado o transportado como gas natural licuado, se descarga en plantas de regasificación que se encargan de aumentar la temperatura del GNL con vaporizadores de agua de mar usualmente a 15 grados Celsius para transformarlo al estado gaseoso.

Almacenamiento

El gas se puede almacenar en el subsuelo en rocas porosas (yacimientos de hidrocarburos agotados o acuíferos) a partir de pozos inyectores de gas, formaciones de sal o en tanques de almacenamiento en superficie.

Subsuelo

Los registros históricos muestran que el almacenamiento de gas comenzó cuando la producción de los yacimientos de hidrocarburos agotados en verano fueron inyectados con gas, para poder extraerlo y utilizarlo en invierno, así también se utilizó la disolución de formaciones de sal para almacenar crudo , gas y otros destilados.

Convertir yacimientos de hidrocarburos de productores a almacenadores, tiene como ventaja que cuentan con pozos ya perforados y por lo tanto sus instalaciones pueden ser utilizadas para la inyección de gas. Este es el método de almacenamiento más utilizado debido a su gran disponibilidad. Las formaciones de sal también conocidas como cavernas tienen como ventaja las altas tasas de inyección y retiro de gas natural. Por último los acuíferos pueden resultar útiles si la roca sedimentaria que contiene el agua se encuentra debajo de una capa de roca impermeable.

Tanques

Para que el gas natural pueda ser almacenado en tanques es necesario que sea procesado criogénicamente para convertirse en gas natural licuado (GNL), este es almacenado como líquido, debido a que gracias a este procedimiento su volumen será menor. La función de los tanques de almacenamiento de gas natural es almacenar el producto líquido bajo una presión

estable. Las condiciones antes mencionadas ocasionan que la densidad del GNL se encuentre a un 45% de la densidad del agua.

Los tanques de GNL deben de satisfacer los siguientes parámetros :

Deben tener una pared doble con aislamiento criogénico entre ambas paredes.
Deben de soportar la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP).
Deben ser diseñados con materiales compatibles con las condiciones de presión y temperatura.
Deben diseñarse para ser llenados por la parte superior y por la parte inferior a menos de que tengan otro medio para prevenir la estratificación del GNL.
Se debe disponer de los medios adecuados para poner fuera de servicio el tanque de GNL.

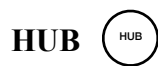
Tabla 1.5 Requisitos para el diseño de tanques de almacenamiento según la NOM-013-SECRE-2012

Contenedores MAT

Debido al aumento en la demanda de gas natural se han creado nuevas formas de almacenarlo y distribuirlo; en este caso hablamos de una nueva forma de transportar el Gas Natural Comprimido, desde la fuente de consumo. Esta nueva tecnología conecta a los consumidores directamente con la fuente de gas, su principal objetivo radica en brindar energía a las zonas más aisladas del país abasteciendo su demanda diaria de gas y eliminando los costos de transporte excedentes. Este “gasoducto virtual” permite la compresión del gas, su transporte por carretera y su entrega a las presiones y niveles de demanda requeridos.

Para lograr brindar el servicio para distintos consumidores se utilizan los contenedores denominados MAT, Cryo-MAT y MAT-B, cumpliendo con los estándares necesarios para almacenar y transportar el gas natural, como son: Un sistema de canalización de venteo, una cubierta protectora de material Incombustible y cumplimiento a la normativa local vigente.

Estos contenedores varían de acuerdo a los requerimientos necesarios, permiten almacenar desde 1500 Nm³ a 3625 psi y a temperatura ambiente, hasta 2100 Nm³ a una presión de 3625 psi a -20°C.



Los HUBs son lugares estratégicos que tienen la interconexión de varios gasoductos, en donde se le da el precio al gas natural y se comercializa a una compañía de gas o a los diferentes sectores consumidores.

Compañía de gas

Las compañías de gas natural se encargan de distribuir el gas natural almacenado que adquirieron por medio de los HUB. También se ocupan de odorizar el gas natural para detectar fugas, ya que este no posee olor y podría provocar accidentes al usuario. Para darle el aroma al gas natural se pueden utilizar odorizantes a base de azufre como mercaptanos y sulfuros, o libres de azufre, que no alteren las propiedades del gas natural.

Sectores consumidores



El sector eléctrico es aquel que consume energía primaria, en este caso gas natural, para poder generar electricidad y venderla a los otros sectores.

En las plantas de ciclo combinado se utiliza el gas natural para la generación de energía eléctrica. Este proceso consiste en utilizar la combustión del gas natural y el vapor producido por los gases de escape, con el fin de generar electricidad.



El sector industrial hace uso del gas natural como combustible para procesos de calefacción o como materia prima para producir químicos, fertilizantes e hidrógeno; incluye las instalaciones y equipo usado para la manufactura, agricultura, minería y construcción.



El sector residencial lo usa para la calefacción de edificios, calentar agua, cocinar y secar ropa, dentro de este se encuentran las casas y departamentos.



En el sector de servicios públicos y comerciales el gas también se usa para la calefacción de edificios y calentar agua, así como para operar equipos de refrigeración y enfriamiento, para cocinar, secar ropa y proveer luz al aire libre; comprende oficinas, centros comerciales, tiendas, escuelas, hospitales, hoteles, restaurantes y lugares de reunión de múltiples personas.



El sector de transporte utiliza al gas natural en vehículos que requieren combustible en forma de gas natural comprimido o gas natural licuado; está integrado por vehículos que transportan personas o bienes como carros, camiones, autobuses, motocicletas, trenes, botes, barcos, etc.



En el sector petrolero se utiliza el gas natural como materia prima para la obtención de metanol, etileno, amoníaco y propileno.

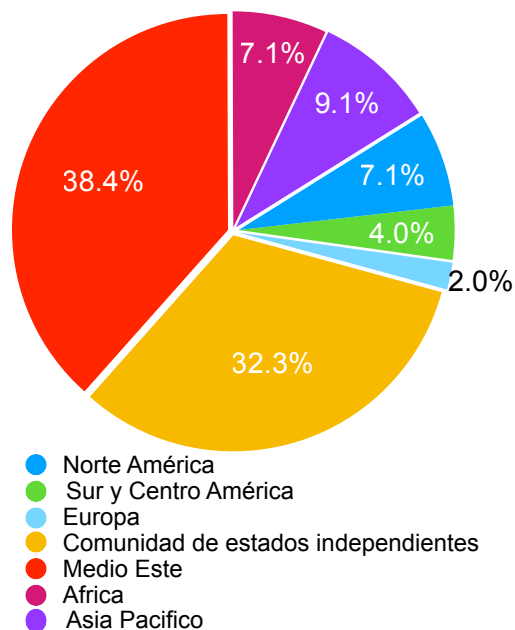
2. Panorama mundial del gas natural

2.1 Reservas

Para cuantificar la cantidad de gas natural presente en el mundo se utiliza el concepto de reservas probadas. Estas cifras se obtienen de reservas globales, debido a su fiabilidad, pues cada país o región tiene sus propios sistemas de evaluación y certificación.

Actualmente se cuenta con reservas probadas de volumen importante y descubrimientos con gran potencial. El gas natural ha tomado gran importancia en la canasta energética mundial representando más del 29% de la energía primaria promedio usada en el mundo y más del 40% en algunos países.

A continuación se presentaran las reservas mundiales probadas de gas natural en 2019.



Gráfica 2.1 Reservas mundiales de gas natural en 2019.

	País	Reservas	
		MMMm³	%Mundial
1º	Rusia	38	19.1
2º	Irán	32	16.1
3º	Qatar	24.7	12.4
4º	Turkmenistan	19.5	9.8
5º	EUA	12.9	6.5
6º	China	8.4	4.2
7º	Venezuela	6.3	3.2
43º	México	0.2	0.1
Total	Mundial	198.8	100

Tabla 2.6 Top de países con mayores reservas probadas 2019

Según British Petroleum y la U.S Energy Information Administration las reservas mundiales de gas natural ascienden a 198.8 MMMm³. De acuerdo a la gráfica 1 las zonas con mayor número de reservas probadas en el mundo son el Medio Oriente y la Comunidad de Estados Independientes, con más de tres cuartas partes del volumen total mundial, el otro 30% restante

está distribuido entre Norte América, Sur y Centro América, Europa, Asia y África. En la tabla 6 podemos observar que Venezuela aporta la mayor cantidad de reservas de gas natural en América Latina, seguido de Argentina, mientras que México solo representa el 1.3% de las reservas totales en Norte América y el 0.1% mundial.

Las reservas probadas de gas aumentaron de 132.8 MMMm³ en 1999 a 198.8 MMMm³ en 2019. China con 2 MMMm³ obtuvo el mayor incremento; por el contrario Indonesia tuvo una disminución de alrededor de 1.3 MMMm³. Rusia con 38 MMMm³, Irán con 32 MMMm³ y Qatar con 24.7 MMMm³ son los países con mayores reservas en el mundo.

La importancia de conocer las reservas mundiales de gas natural, radica en la seguridad energética de cada país, esta se puede definir como la disponibilidad de una oferta adecuada de energía a precios asequibles. (AIE, 2001). Dentro de la seguridad energética encontramos conceptos como seguridad de abastecimiento; la cual abarca dos conceptos diferentes: el hecho económico de una cierta cantidad de hidrocarburos suministrada a un precio determinado, y el concepto de seguridad, que es un sentimiento basado en una percepción, y por tanto tiene carácter subjetivo (Gonzalo Escribano, 2006, P.3). También se incluye la seguridad de las instalaciones, medio ambiental y/o social.

En los países consumidores la seguridad de abastecimiento está fuertemente ligada con la dependencia de los suministros y su vulnerabilidad; por lo tanto estos países sufren a menudo de una inseguridad de abastecimiento, pues dependen completamente de los países productores, esta dependencia variará de acuerdo al tipo de energía y a la estructura de sus mercados. De tal forma un país que importa todo el gas que consume será mas dependiente y será de mayor interés para el país exportador.

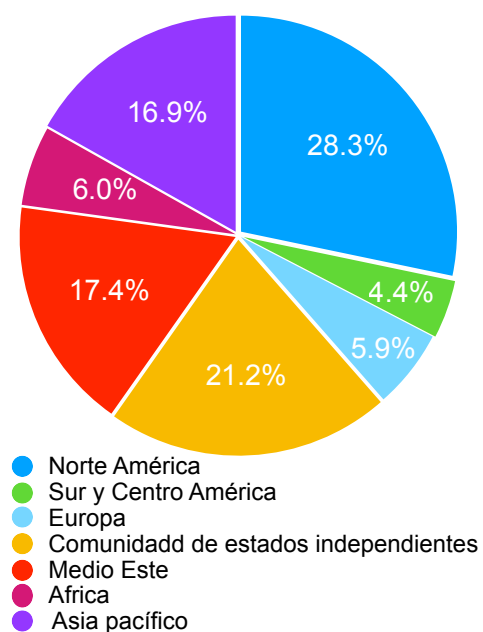
Como se mencionó anteriormente Rusia cuenta con la mayor cantidad de reservas de gas natural en el mundo, por lo que su seguridad energética le permite ser uno de los mayores exportadores en Europa. Uno de los conflictos más conocidos es el relacionado con Ucrania y Gazprom, esto

debido al alto precio del gas natural impuesto por Rusia y al cobro de transporte puesto por Ucrania; debido a la crisis, en algunas ocasiones ambos países tuvieron que permanecer sin luz ni calefacción, demostrando que Europa presenta una fuerte dependencia del gas ruso.

Al igual que Rusia, Estados Unidos ha querido abastecer a la Unión Europea, para convertirse en el mayor exportador de GNL, tener una mayor influencia en Europa del Este y un mayor peso político, provocando una intensa lucha entre ambas naciones. Uno de los últimos acontecimientos fue la propuesta de construcción de un gasoducto llamado “Nord Stream 2”, su trayectoria inicia en Rusia para suministrar gas a Alemania. Con esta propuesta se obtuvieron dos posturas distintas; la primera por parte de Estados Unidos, Polonia, Bruselas y Ucrania los cuales buscan diversificar el suministro de GNL y aumentar su seguridad energética; para evitar su construcción el actual presidente de Estados Unidos, busca aplicar sanciones a este nuevo proyecto y convencer a otros países de la UE a consumir gas natural norteamericano. Por otra parte Alemania y Rusia, se encuentran sumamente interesados en la construcción del gasoducto, pues esto supone elevar la seguridad de oferta en Europa y reducir costos; Alemania siendo la principal beneficiada, pues podría asegurar gas natural sin necesidad de intermediarios, además de poder revender cualquier excedente a otros socios europeos, convirtiéndose en un centro distribuidor.

2.2 Producción

De acuerdo con el anuario estadístico de BP de energía en el mundo, la producción mundial de gas natural en el 2019 tuvo un volumen de 3,989.3 MMMm³ y en términos de energía de 143.62 EJ, que representó un crecimiento del 3% comparado con las cifras del año anterior. Las regiones con mayor producción de gas natural en el 2019 fueron Norte América con un volumen de 1,128 MMMm³ que equivale al 28.3% de producción mundial del cual la producción de Estados Unidos representó el 23.1%, seguida de la Comunidad de estados independientes con 846.5 MMMm³, equivalente al 21.2% mundial del que Rusia aporta el 17%, siendo el segundo país con mayor producción de gas natural.

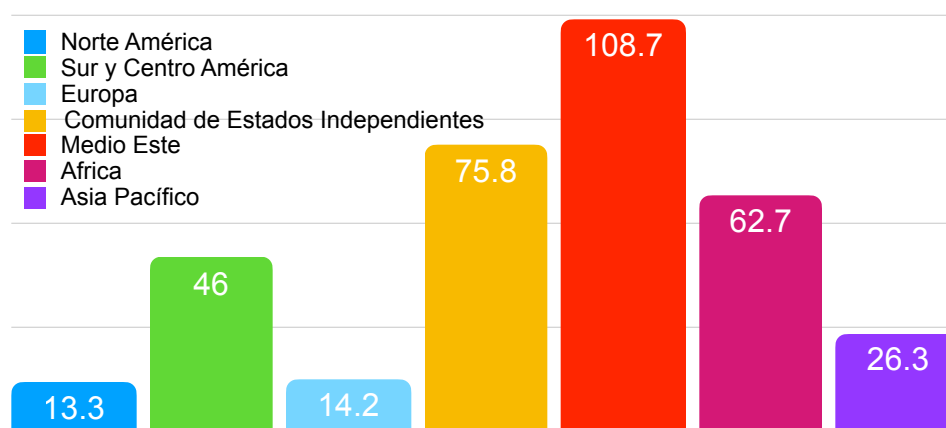


Gráfica 2.2 Producción de gas natural en 2019

	País	Producción		
		MMMm³	Exajoules	% Mundial
1º	EUA	920.9	33.15	23.1
2º	Rusia	679.0	24.45	17.0
3º	Irán	244.2	8.79	6.1
4º	Qatar	178.1	6.41	4.5
5º	China	177.6	6.39	4.5
6º	Canadá	173.1	6.23	4.3
7º	Australia	153.5	5.52	3.8
23º	México	34.0	1.22	0.9
Total	Mundial	3989.3	143.62	100

Tabla 2.7 Top de países con mayor producción en el 2019

Uno de los aspectos mas importantes a tomar en cuenta en el mercado del gas natural, es la relación reservas-producción; “este representa el tiempo que las reservas existentes durarían si se mantuvieran los niveles actuales de producción.”(Valdez Zegarra, Rafael A. 2011. p135.) En el 2019 se obtuvo una relación reserva-producción de aproximadamente 50 años. En la Gráfica 3 podemos observar que el Medio Este y la Comunidad de Estados Independientes con una r/p de 108.7 años y 75.8 respectivamente, son las regiones con mayor relación reserva/producción. Mientras que en México está relación apenas cubre 5 años.



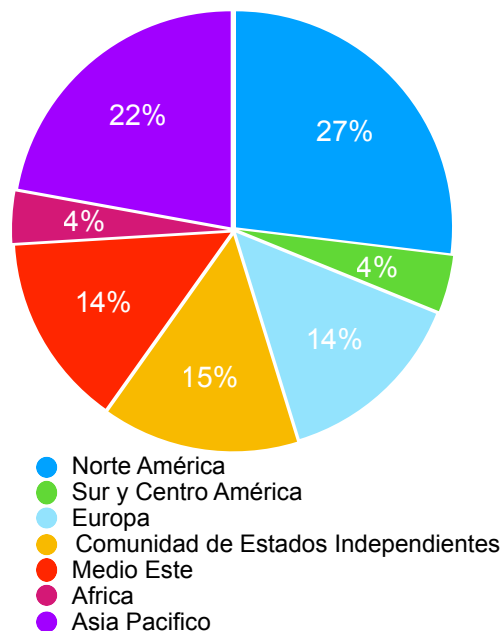
Gráfica 2.3 Relación reservas/producción por región 2019.

2.3 Consumo

Existen distintos factores que logran explicar el dinamismo en el consumo de gas natural; estos se mencionaran a continuación:

- Existe una abundancia de reservas de gas natural y como consecuencia se tiene una gran capacidad de oferta que duraría muchos años.
- Se han desarrollado avances tecnológicos, que permitirán mejorar los costos de transporte, proveniente de las fuentes de producción para llegar a los centros consumidores.
- La conservación del medio ambiente, debido a su baja emisión de dióxido de carbono, en comparación del petróleo.
- La política de seguridad energética de los países europeos de la OCDE, para reducir la dependencia del petróleo importado del Medio Oriente.

El consumo de gas natural se encuentra concentrado en los países pertenecientes a la OCDE, Rusia y los miembros de la Comunidad de Estados Independientes con un 78%.



Gráfica 2.4 Consumo de gas natural en 2019

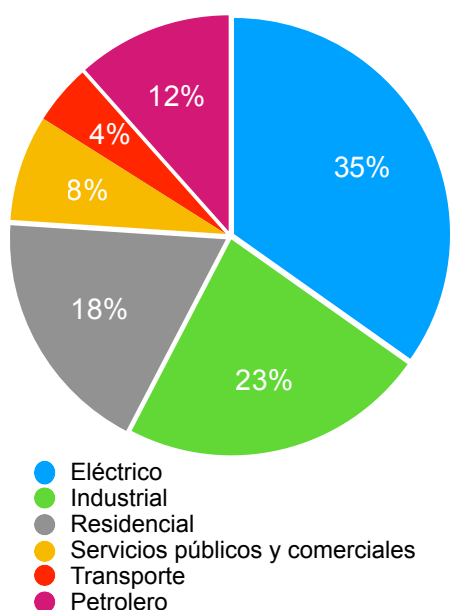
	País	Consumo		
		MMMm ³	Exajoules	% Mundial
1º	EUA	846.6	30.48	21.5
2º	Rusia	444.3	16	11.3
3º	China	307.3	11.06	7.8
4º	Irán	223.6	8.05	5.7
5º	Canadá	120.3	4.33	3.1
6º	Arabia Saudita	113.6	4.09	2.9
7º	Japón	108.1	3.89	2.7
8º	México	90.7	3.26	2.3
Total	Mundial	3929.2	141.45	100

Tabla 2.8 Top de países consumidores en 2019

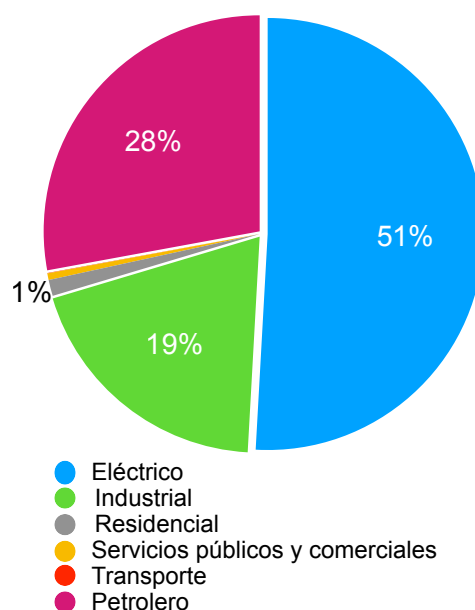
El consumo de gas natural en el 2019 aumentó un 2% con 2.209 MMMm³, menor al aumento del 2018 de 5.3%. El mayor crecimiento lo tuvo Estados Unidos con un 0.765 MMMm³ y China

0.68 MMMm³ , mientras que Rusia y Japón tuvieron un decremento de 0.283 y 0.226 MMMm³ respectivamente.

El aumento de la demanda de gas natural en el mundo, es debido a la transición de carbón a gas natural para producir electricidad, debido a las ventajas que ofrece sobre el carbón, ya que presenta menos emisiones de carbón por unidad de energía y tiene una mayor eficiencia para su conversión a electricidad y precio por transporte.

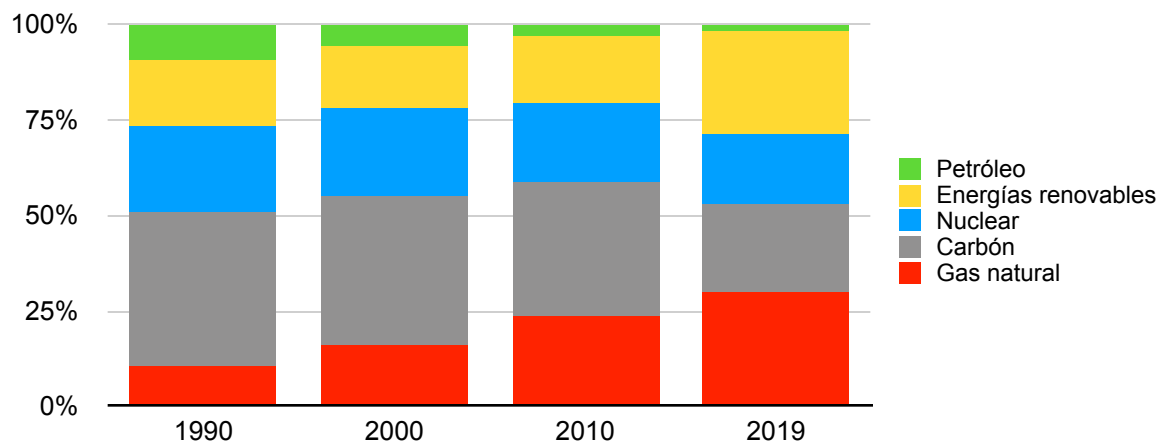


Gráfica 2.5 Consumo mundial de gas natural por sector en 2018



Gráfica 2.6 Consumo de gas natural en México en 2016

De acuerdo con la IEA, en el 2018 el sector eléctrico tuvo el mayor porcentaje en el consumo mundial de gas natural, así mismo este sector dominó el consumo en México. En los Estados Unidos la generación de electricidad por medio de gas natural alcanzó un máximo del 38% en el 2019, teniendo un aumento del 8% comparado con el 2018; mientras que Europa incremento casi un 11% su producción de electricidad por medio de este combustible.



Gráfica 2.7 Fuente de generación de electricidad mundial.

2.4 Precios

El precio del gas natural con base en el mercado, será fijado por criterios de oferta y demanda. En este mercado participarán agentes relacionados al mercado del gas y agentes financieros. el del gas natural tiende a segmentarse por región, mientras que el precio del petróleo es determinado en el mercado mundial, debido a que el gas no cuenta con los suficientes instrumentos financieros.

Para comprender la fluctuación en el precio del gas natural se debe definir la demanda y la oferta, este caso se apegará a las características en el mercado estadounidense, pues es uno de los países con mayor oferta y demanda de gas natural.

Demanda: En 2012 el uso del gas natural para la generación de energía aumentó en gran medida debido a su bajo costo, ocasionando que en algunos casos, este sustituyera al carbón en las plantas de generación de electricidad. La demanda de gas natural en el sector residencial y comercial como generador de calor resulta muy sensible a la estacionalidad, teniendo un gran efecto sobre ella a corto plazo. Como consecuencia, este dependerá altamente de la época estacional, con picos significativos en invierno o en verano dependiendo de la región. Los gasoductos y las compañías de distribución deben de planear estrategias para satisfacer las necesidades de los consumidores, durante los periodos de alta demanda, para mantener

empacado los gasoductos; por lo tanto el precio del gas natural variará en gran medida a lo largo del año, dependiendo de la demanda de calefacción o aire acondicionado de acuerdo al carácter estacional.

La producción y la red de transporte del gas natural no están diseñadas para satisfacer por completo su demanda en los picos mas altos. Para abastecerla, en la temporada de invierno, una gran cantidad se almacena durante los periodos en donde la demanda no es tan alta. Como se mencionó anteriormente la alta demanda de gas natural aumentará la presión sobre sus precios, lo que compensará los bajos costos en épocas en donde el gas se encuentra almacenado. Sin embargo, las compañías distribuidoras almacenan el gas natural independientemente del precio, pues son responsables de proveer un suministro adecuado a sus clientes.

Además de la fluctuación en el precio del gas natural debido a la variación en el clima estacional, este puede variar debido a otros aspectos. La volatilidad también dependerá de los niveles de almacenamiento y la necesidad de los *traders* por asegurar cierto volumen de gas natural de acuerdo a los requerimientos del consumidor. En el caso de un exceso de gas natural, el precio disminuirá y por el contrario con un desabasto, los precios aumentarían.

El bajo precio del gas natural ha llevado a varios analistas a creer que la demanda de gas natural tendrá un gran aumento en el futuro, especialmente en el sector eléctrico e industrial (API, 2013, P.14). En el caso del sector eléctrico, la combinación de bajos precios y la creación de nuevas regulaciones ambientales, llevará al retiro de una cantidad significativa de uso de carbón. En el sector industrial, las plantas de metanol y fertilizantes utilizan una cantidad sustancial de gas natural como materia prima, por lo que su bajo precio ha resultado en nuevas propuestas para la construcción de más instalaciones como éstas.

Un ejemplo del beneficio en el aumento de la demanda de gas natural y de su bajo precio, son las propuestas de desarrollo de grandes proyectos de exportación de GNL en el Norte de Estados Unidos. Estos proyectos realizarían la licuefacción de los suministros de gas natural producidos,

para transportarlo al extranjero por barcos y venderlo a países que no tienen suficiente producción local de gas natural o mediante importaciones por medio de gasoductos para satisfacer sus necesidades.

Oferta: El mercado de gas natural ha tenido cambios significativos con el desarrollo de nuevas formas de obtener suministros de reservas no convencionales, lo que ha provocado una disminución en los precios. Al igual que la demanda, la oferta es un factor que influye en gran medida el precio del gas natural. Estados Unidos es uno de los países con mayor oferta a nivel mundial, esto como resultado de la identificación y desarrollo de suministros provenientes del shale gas. Su producción proviene de los siguientes estados: Texas(23.9%), Pennsylvania(20%), Louisiana(9.3%), Oklahoma(8.5%) y Ohio(7.7%) y de las formaciones: Marcellus(35%), Haynesville (12%), Barnett (14%), Eagle Ford (12%) y otras formaciones con un (27%).

Como se mencionó anteriormente en los últimos años ha existido un excedente en la oferta de gas natural principalmente proveniente de Estados Unidos, lo que ha ocasionado que los precios se redujeran a niveles mínimos, particularmente en el punto de referencia a Henry Hub. Según la EIA la producción de gas en este país ha llegado a un récord histórico de 920.9 MMMm³, con un promedio de exportación a México de 144 MMm³ por día en 2019. Por otro lado si la oferta disminuyera, el precio del gas natural aumentaría como consecuencia de la necesidad de satisfacer la demanda de los consumidores.

La industria del gas natural es muy competitiva en el mundo, por lo que este puede ser comercializado principalmente de dos maneras. La primera en la que los productores de gas lo venden directamente a compañías distribuidoras o industriales, mientras que en la segunda el gas natural es vendido a comercializadores los cuales se encargan de vender el gas de diversos productores a diferentes compradores locales, comerciales o industriales, atendiendo las necesidades de demanda de los mismos.

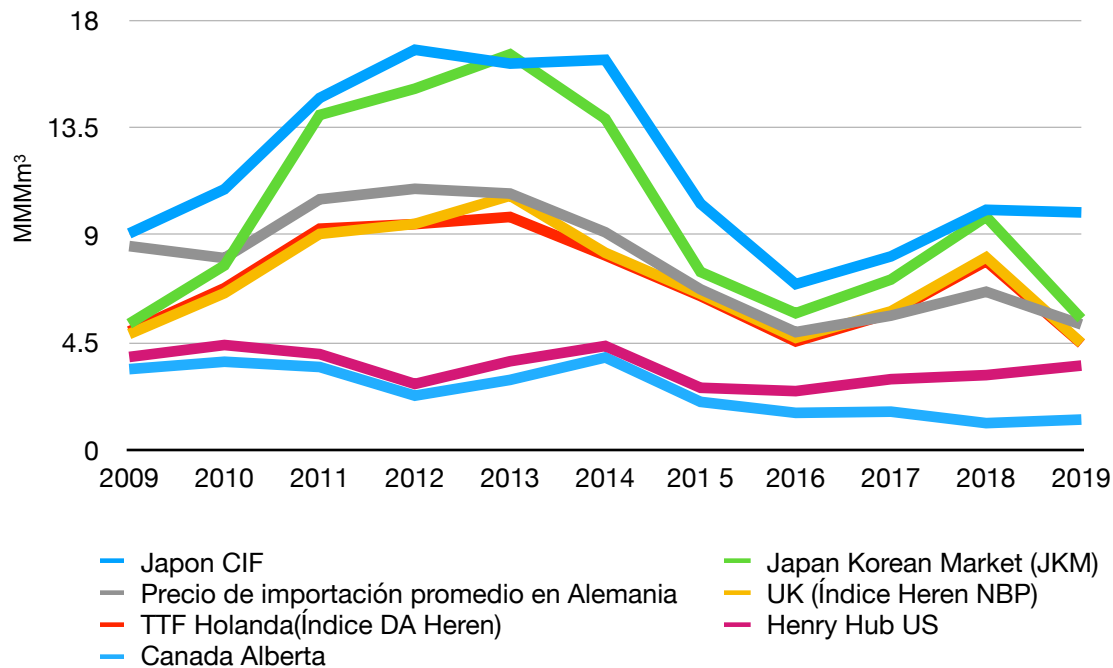
Debido a la variedad que existe de vendedores y compradores, la comercialización del gas natural suele hacerse bajo distintos contratos: con base en el mercado spot y con contratos a largo plazo que cuentan con un precio o términos fijos que siguen los precios del mercado.

En el mercado spot, las transacciones se hacen con el precio spot, que refleja los efectos diarios en tiempo real de la oferta y demanda en el gas, donde se realiza la compra de un volumen acordado el cual será entregado en días próximos, normalmente con el fin de aprovechar los precios bajos o cumplir con demanda imprevista. Así mismo, existen compras mensuales spot en las que se acuerda un volumen de gas que debe ser entregado durante el mes próximo; estas transacciones suelen hacerse en los últimos 5 días hábiles del mes conocidos como “bid week”. De la misma manera, algunos compradores realizan contratos a un plazo más largo para la entrega de gas por un periodo específico de tiempo, por lo regular el precio del gas no está fijo en estos contratos, pero toma los precios de referencia.

Además de los contratos que existen para el abastecimiento físico de gas natural, existen contratos denominados futuros, en los cuales el gas será entregado en una fecha, tiempo y precio pactado; el vendedor asegura al comprador pagar un precio acordado por un volumen específico de gas natural, sin importar el precio spot del gas cuando este sea entregado. Técnicamente, cuando se realiza una compra de futuros, solo se está adquiriendo el contrato ya que el gas será entregado hasta la fecha estipulada. A fin de prevenir pérdidas financieras, el comprador puede adquirir una cobertura del contrato con la que se le otorga la facilidad de cancelarlo. Los futuros ayudan a conocer los pronósticos de oferta y demanda del mercado físico del gas natural.

Como se mencionó en el capítulo 2, el gas natural es comercializado en puntos llamados HUBs, uno de los más importantes es Henry Hub, localizado en el sur de Luisiana, por su conexión a la infraestructura de ductos de gas en todo el país y a instalaciones de almacenamiento. Este se utiliza como punto de entrega de contratos futuros del New York Mercantile Exchange’s (NYMEX).

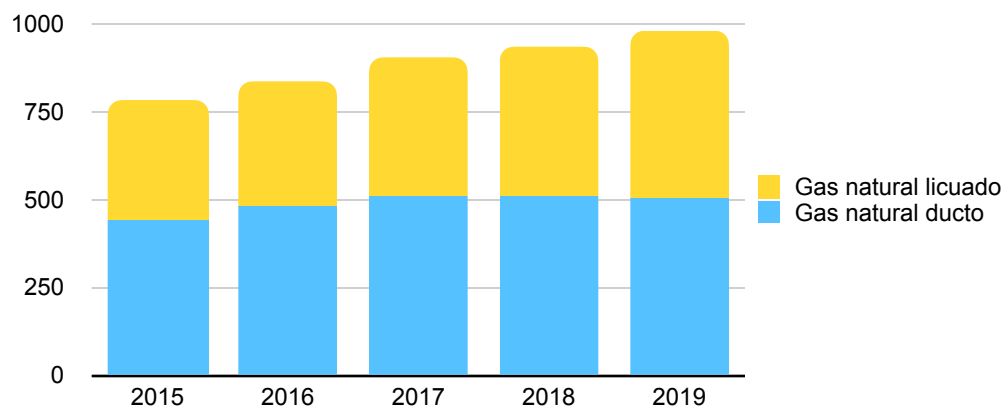
En Europa se encuentra el Britain's National Balancing Point (NBP) y el Dutch Title Transfer Facility (TTF) como puntos principales de comercialización.



Gráfica 2.8 Precios del gas natural

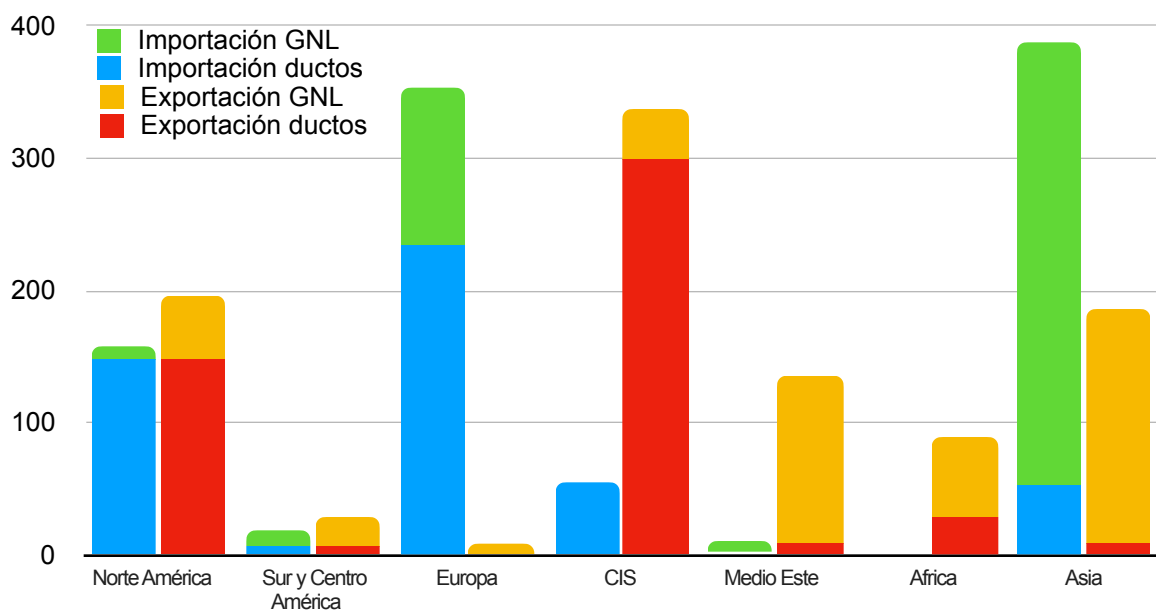
2.5 Mercado del gas natural

La comercialización de gas natural en el mundo ha crecido en los últimos años, en el 2019 se registró un crecimiento del 2.9%. El gas natural por ductos representó el 53% de gas comercializado, mientras que el gas natural licuado el 47% restante.



Gráfica 2.9 Comercialización mundial de gas natural en 2019

El mercado global de gas natural licuado tuvo un crecimiento del 12% en el 2019. Los principales países que incrementaron sus exportaciones comparadas con el año anterior fueron Estados Unidos, Rusia y Australia. Mientras que Asia continuó siendo el destino clave para importar gas natural, contabilizando el 69% importaciones de gas natural licuado en el mundo.



Gráfica 2.10 Importaciones y Exportaciones de gas natural por región en 2019

3. Gas natural como fuente de desarrollo

El sector energético siempre ha tenido una enorme relevancia para cualquier economía, ya que su buen o mal funcionamiento puede traducirse en un mayor o menor desarrollo. De ahí que hace años se decidiera comenzar a liberalizarlos, con el objetivo de que su dinamismo aumentara y funcionara de manera más eficiente. El objetivo de dichas reformas era, entre otros, que los precios disminuyeran y los clientes salieran beneficiados. (Sánchez Acordagoitia Daniel, 2014)

La demanda de energía eléctrica y el crecimiento económico suelen estar ligados, ya que al crecer la economía de un país, su demanda energética crece de manera directamente proporcional. Esta relación la podemos observar desde la revolución industrial; un país al impulsar su desarrollo industrial, provocara que su economía mejore, pero para lograr dicho desarrollo necesitará de un aumento en la demanda energética y poder satisfacer ese incremento. Así mismo, cuando la economía del país mejora, la calidad de vida de su población también lo hace y provoca una mayor liquidez que les permite adquirir mas aparatos eléctricos y nuevamente la demanda de energía eléctrica aumenta.

El gas natural es uno de los combustibles fósiles más utilizados por sus características ambientales: tiene una baja emisión de CO₂ y tiene una alta eficiencia en producción de energía. Por estas razones el gas natural es la elección desde el punto de vista económico y ambiental.

3.1 Estados Unidos

Información general

Gracias a la información del capítulo anterior podemos notar que Estados Unidos tiene uno de los mercados más grandes de gas natural en el mundo. Con un aumento en su producción de un 10% de 2018 a 2019 con 920.9 MMMm³, 12.9 MMMMm³ de reservas y un consumo de 846.6 MMMm³. Como consecuencia, a medida que la producción de gas natural aumentó, el volumen de exportación por medio de gasoductos y de gas natural licuado también incrementó, esto por quinto año consecutivo a un promedio anual de 362.5 MMm³ por día. En 2019, Estados Unidos

tuvo mayores exportaciones que importaciones, por primera vez desde 1985, principalmente por el aumento en la capacidad de sus gasoductos que suministran gas natural a México.

El gas natural juega un papel sumamente importante en la vida diaria de los estadounidenses para la calefacción de sus hogares en la temporada invernal, para preparar sus alimentos y para muchas otras cosas de la vida cotidiana.

De acuerdo al departamento de energía el gas natural es producido en 32 estados, teniendo el 6.5% de reservas mundiales. Mientras que las formaciones de gas se encuentran distribuidas por todo del país, más de la mitad del gas producido proviene de 5 estados: Texas, Oklahoma, Nuevo México, Wyoming y Louisiana. El gas viaja por gasoductos de estados productores a no productores, un hecho que demuestra tener importantes implicaciones comerciales y regulatorias, esto a medida que el mercado de gas natural se desarrolla y evoluciona.

Mercado del gas natural

La regulación de la industria del gas natural en Estados Unidos ha sido históricamente complicada, lo que ha resultado en cambios dramáticos durante los últimos 30 años. Debido a las características de su comercialización, los gobiernos locales consideraron que la distribución de gas natural era un negocio que afectaba el interés público en una medida suficiente para merecer una regulación. Como consecuencia de la necesidad de una red de distribución para la entrega de gas natural a los consumidores, se decidió que una compañía con una sola red podría entregar gas natural más barato que dos compañías con redes y mercados de distribución semejantes. Sin embargo, la teoría económica demuestra que una empresa en una posición de monopolio, con total control sobre un mercado y la ausencia de competencia, se aprovechará de su posición y tendrá incentivos para cobrar precios demasiado altos. Por lo tanto la solución fue regular las tarifas que cobraba el monopolio y establecer regulaciones que les impidieran abusar de su poder de mercado.

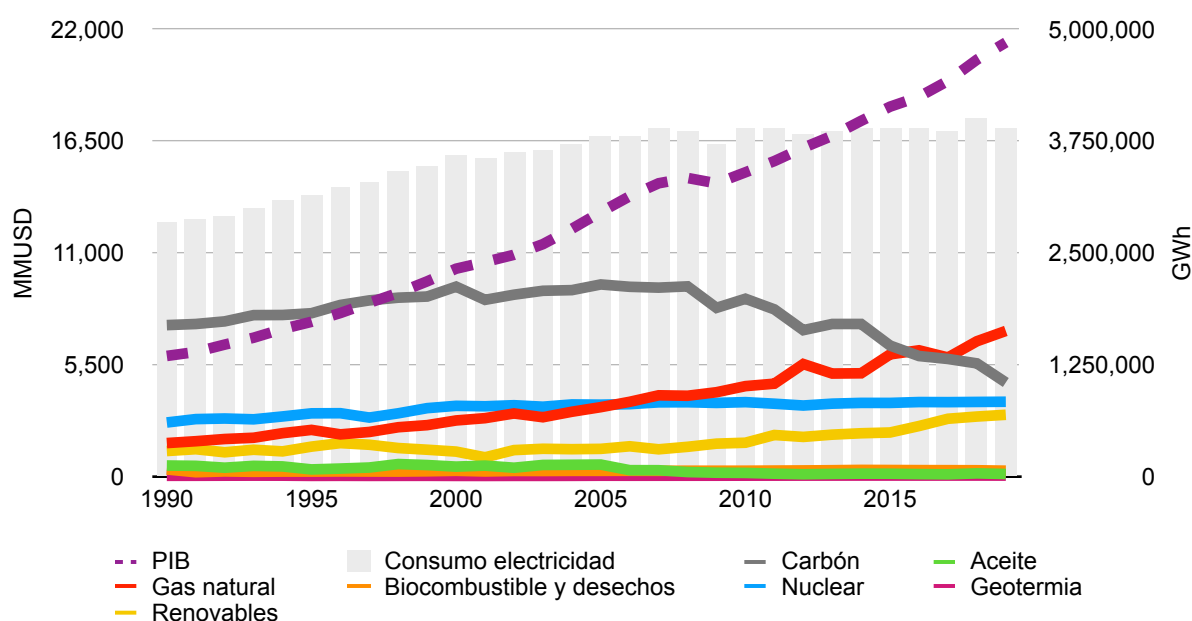
En la década de 1900, el gas natural comenzó a enviarse entre estados, así los mercados de gas natural no estarían segmentados por límites regionales. Los primeros gasoductos interestatales comenzaron a transportar gas de ciudad a ciudad. Esta nueva movilidad del gas natural significó que los gobiernos locales ya no pudieran supervisar la cadena de distribución, por lo que los gobiernos estatales intervinieron para regular el nuevo mercado de gas natural “intraestatal” y poder determinar las tarifas que se cobrarían por las distribuidoras de gas.

En 1938, se creó el “Natural Gas Act”, primera instancia de regulación federal directa de la industria del gas natural. Su creación se basó en la preocupación por el ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas interestatales. Esencialmente la NGA otorgó a la Comisión Federal de Energía (FPC), posteriormente Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), la autoridad para establecer tarifas justas y razonables que se cobrarían por el suministro interestatal de gas natural, así como el poder de otorgar certificados que permitieran la construcción y operación de instalaciones utilizadas en la distribución de gas natural.

Para finales de los años 60 hubo una gran escasez de oferta, a causa de los cortes en el suministro, agravándose de 1970 a 1977 con precios muy bajos de gas natural, ocasionando que muchas de las regiones al noreste del país tuvieran que cerrar escuelas y fábricas por la escasez de recursos.

A finales de los años 70, existía un gran desequilibrio en el mercado de gas natural, en virtud del control de precios que ejercía el gobierno de Estados Unidos, por lo que en 1977 la Comisión Federal Reguladora de Energía tuvo como tarea modificar la regulación que había estrangulado el sistema interestatal. Esto se logró permitiendo que el gas fluyera a todo el país, estableciendo precios máximos de venta en cabeza de pozo, los cuales podrían ajustarse por inflación, así como convirtiendo a las compañías de gasoductos de comerciantes de gas natural a transportistas comunes; lo que significaría que los transportistas no tomarían posesión del gas natural, sino que solo proporcionarían el servicio de transporte; por lo tanto los distribuidores locales comprarían gas directamente a los productores y solo pagarían el costo de servicio de transporte.

Durante la segunda mitad de los años 80 se llevó a cabo una liberación total del mercado de gas. A partir de 1992, los centros de mercado se establecieron en puntos de intercambio o hub físicos, los cuales permiten que las tuberías de distribución interestatales, intraestatales y locales se conecten físicamente. Esta interconexión redirige el gas natural directamente de una línea a otra y como resultado, los distribuidores locales compran gas natural directamente de los productores a la tarifa del mercado. Así el precio del gas de todo el mercado de Norteamérica está determinado, por el juego de oferta y demanda que tiene lugar en Henry Hub, al contado y a futuro (EIA, 2003).

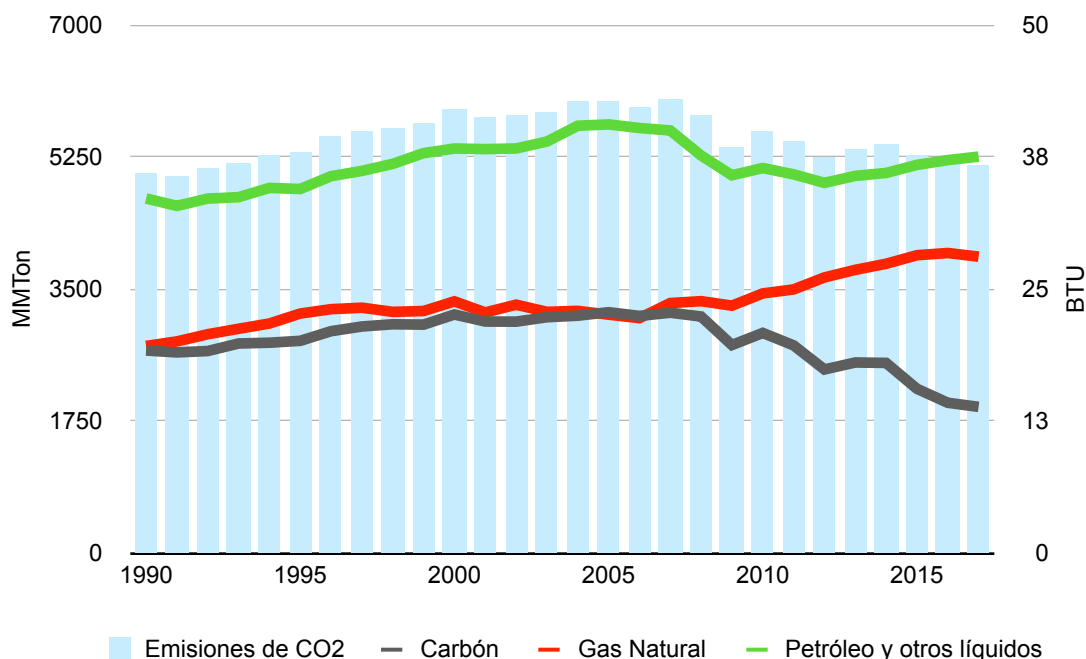


Gráfica 2.11 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Estados Unidos

En la década de los 90 y al principio de los 2000 el consumo de electricidad y el PIB en Estados Unidos tuvieron una fuerte relación para el crecimiento del país, donde la fuente de electricidad principal era el carbón. Para el año 2008 llegó la crisis hipotecaria subprime, por lo que en los siguientes años se vio una caída en la economía del país y como consecuencia una disminución en el consumo de electricidad. A partir del 2010, el consumo de electricidad se ha mantenido estable, gracias a que su industria ya se encuentra desarrollada, pero su PIB sigue creciendo por

la eficiencia que tiene el gas, sobre todo en los estados industriales que continúan con la migración de carbón a este combustible.

El consumo de gas natural para la generación de electricidad ha ido aumentando a través de los años, siendo el 2016 el año donde este sobrepasó al carbón y hasta la fecha es la fuente más importante de electricidad que posee Estados Unidos.



Gráfica 2.12 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Estados Unidos

El aumento de uso de gas natural no solo fue en el sector eléctrico, todos los demás sectores en especial el industrial, también tuvieron una transición de carbón a gas natural importante. En la gráfica 12 podemos observar que a partir del 2007 el carbón se ve superado por el gas natural y como consecuencia se da una baja de emisiones de CO₂ en el país.

Texas

Texas tiene la red de infraestructura de gasoductos más grande de Estados Unidos, lo que lo convierte en uno de los estados cruciales en la planificación de proceso y distribución de gas natural con 772.16 kilómetros de gasoductos que representan aproximadamente una sexta parte del total de gasoductos de Estados Unidos. Esta red de gasoductos, se divide en:

- 258.88 kilómetros de líneas de distribución de gas natural y GNL
- 127.19 kilómetros de líneas de distribución de líquidos peligrosos y gas natural
- 13.93 kilómetros de líneas de recolección reguladas de líquidos peligrosos y gas natural.
- 287.58 kilómetros de líneas de producción intraestatal y de recolección.
- 84.14 kilómetros de líneas interestatales.

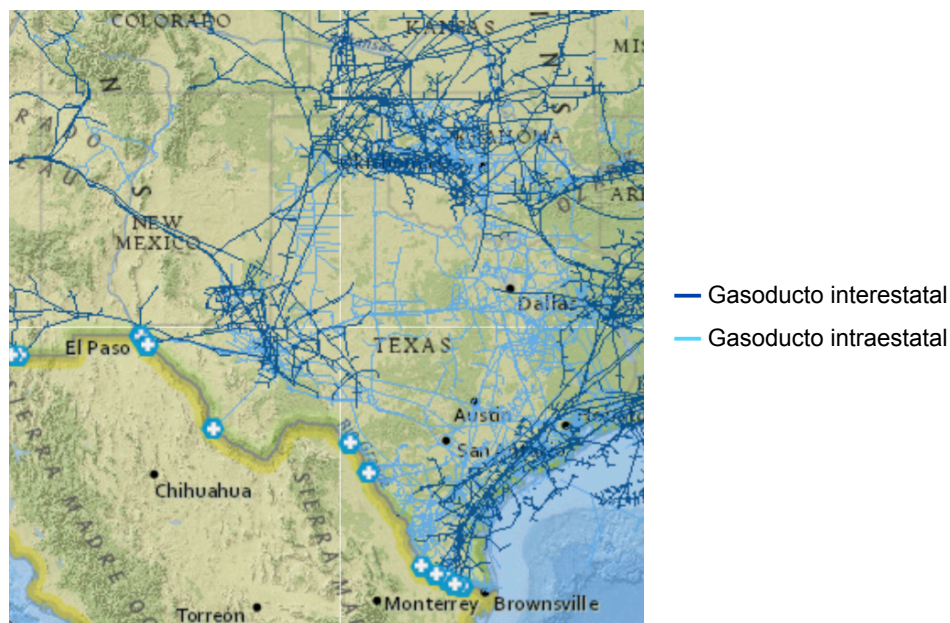


Figura 2.4. Infraestructura de gas natural en Texas

Texas es el principal productor estadounidense de petróleo crudo y gas natural. En 2019, el estado representó el 41% de la producción de petróleo crudo del país y el 25% de su producción de gas natural. Es el estado productor y consumidor de energía más grande de la nación; el sector industrial, incluidas sus refinerías y plantas petroquímicas, representa la mitad de la energía consumida en el estado.

3.2 Europa

El origen del Mercado europeo de gas natural, como se conoce actualmente, se remonta a finales de los años 60, con la apertura de los primeros campos de extracción en los Países Bajos, el primero fue en Groningen un yacimiento super-gigante, cuya producción permitió se realizaran exportaciones a gran escala.

El mercado comenzó a sufrir un verdadero desarrollo hasta la crisis petrolera en la década de los años 70, debido a la gran dependencia de las economías europeas en el petróleo, los gobiernos fijaron como objetivo clave la diversificación de sus fuentes de energía y su seguridad de suministro (Radetzki, 1999). A partir de este momento los mercados de gas natural europeos estaban organizados alrededor de monopolios nacionales, los cuales se encontraban liderados por empresas publicas o privadas, con el derecho únicamente de explotación y con el control total de los eslabones finales de la cadena de valor del gas natural, es decir el transporte, almacenamiento y distribución.

Los gobiernos europeos otorgaban a estas empresas la responsabilidad de asegurar el suministro de gas natural a la red estatal, con contratos a largo de plazo de entre 20 y 25 años. Los precios de venta para los consumidores eran fijados por el gobierno, basándose en los precios de importación y en los costos operativos por su transporte.

Como era de esperarse, el modelo de fijación de precios de la estructura de mercado monopolista no resultó beneficioso para la expansión del mercado. En consecuencia, la Comisión Europea estableció un mercado energético abierto a la competencia, iniciando la liberación del mercado de gas natural, para crear un mercado energético que fuera competitivo y que dispusiera de liquidez y garantizar el suministro tanto de electricidad como de gas natural bajo cualquier circunstancia.(Quiroga Loredó Bruno, 2014).

El proyecto europeo actual tiene como propósito general la protección del medio ambiente y como consecuencia un mercado energético que funcione de manera eficiente, garantizando un suministro seguro y asequible; la legislación europea divide sus normativas de acuerdo al cambio climático, la eficiencia energética, energías renovables y el mercado de emisiones.

Según la EIA los mayores consumidores de gas natural de la Unión Europea durante el 2018 fueron Alemania, Reino Unido, Italia y Francia en ese orden; en este caso nos concentraremos en

el estudio de Alemania, Francia, Reino Unido y España como un caso especial, para su posterior comparación con México.

3.2.1 Alemania

Información general

Alemania fue considerado el mayor consumidor de energía en Europa y el séptimo a nivel mundial en 2019. De acuerdo a BP y a la EIA su producción en 2019 fue de 5.3 MMMm³, en cuanto a sus reservas en 2019 se registraron 28.32 MMMm³ justo por debajo de Gran Bretaña; sin embargo su consumo aumentó significativamente posicionándolo como el mayor consumidor de gas natural de la Unión Europea con 93 MMMm³ en 2018. A día de hoy es considerado el mercado más grande de Europa, según su consumo y el número de suministradores de gas, de ahí su gran competencia.

Alemania tiene una gran dependencia sobre las importaciones de gas; siendo el segundo país por debajo de China con una importación de 89 MMMm³ en 2018 y con el 23% del total de gas natural importado por la Unión Europea. Según datos de la Agencia Internacional de Energía, Alemania importa el 93% del gas natural que consume. El gas natural que se consume en Alemania proviene de distintos países, como Rusia, Noruega, Holanda, Dinamarca y Gran Bretaña.

Debido a la gran dependencia de Alemania sobre el suministro de gas natural de los países productores, es importante que este disponga de suficiente capacidad de almacenamiento. Un claro ejemplo de esto fue en 2012, cuando por las bajas temperaturas la demanda aumentó en gran medida; gracias a que existían suficientes reservas, el suministro no se vio interrumpido. Por lo tanto, existen muchas razones por las que contar con un determinado nivel de almacenamiento es fundamental; primero como ya se había mencionado, para poder garantizar al consumidor un suministro de gas natural adecuado, en segundo para satisfacer los incrementos en la demanda y tercero para cubrir las diferencias estacionales.

En Europa, los países con mayor capacidad de almacenamiento son Alemania, Francia e Italia con un 70% de la Unión Europea; es importante mencionar que esta capacidad dependerá directamente del tipo de economía de cada país, así como del número de habitantes, por lo que Alemania cuenta con la mayor de la UE. En 2015 contaba con 51 plantas de almacenamiento, de las cuales 20 son en yacimientos o acuíferos agotados y 31 en cavernas, con una capacidad total de 24.6 MMMm³ que equivale a aproximadamente 80 días promedio de suministro (BMW_i)

Mercado del gas natural

La importancia del mercado de gas natural en Alemania radica en sus consumidores, pues dispone de la industria más poderosa y desarrollada de Europa, esto gracias a la capacidad de innovación de sus empresas, así como la calidad de sus productos (Deutsche Wirtschaft wird stärker and stärker, 2013). Gran parte de estas empresas son manufactureras que demandan gran cantidad de energía para sus procesos de producción, que provienen del gas natural.

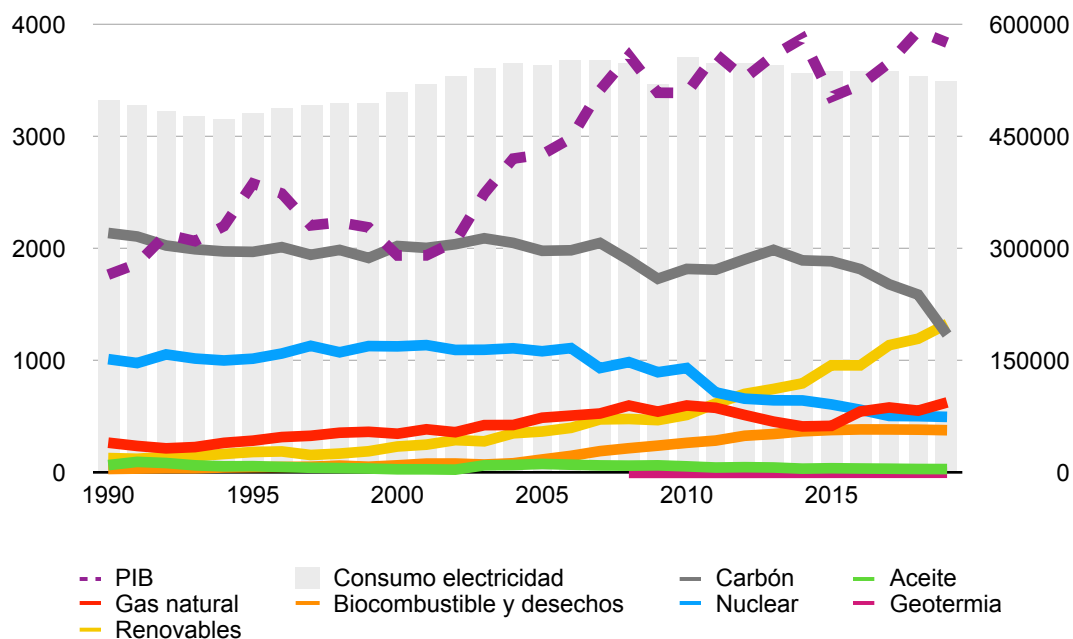
Los principales proveedores de gas natural son RWE AG., E.ON AG., con sus empresas regionales Vattenfall GmbH y EnBW AG. Existen también un gran número de operadores de red en Alemania, uno de los más importantes es Open Grid Europe, que dispone de más de 12,000 km de infraestructura para el transporte de gas natural a lo largo del país. La red de transporte de gas alemana cuenta con más de 370,000 km de distancia y anualmente transporta el doble de energía que la red eléctrica.(Netzwerk Erdgas, 2014).

Para la comercialización del gas natural, en Alemania se utiliza un consultor, es decir portales electrónicos a los que los consumidores acuden para obtener los mejores precios. La mayoría de las “Request for proposal ” se realizan cuando la estacionalidad cambia de invierno a verano, debido a que el precio del gas natural disminuye. En Alemania existen distintas formas de comercializar el gas natural, la primera es la petición de precios indicativos para tantear el mercado y tratar de comprar el día en el que el gas esté a precios bajos.(Sánchez Acordagoitia Daniel, 2014). La segunda forma es a través de subastas, en donde participan todo tipo de

suministradores y gana el que ofrezca mejores precios. En general en el mercado alemán de gas natural existe una gran competencia, lo que hace que su precio sea menor que en otros países.

Existe una discrepancia entre el PIB y el consumo de electricidad; la caída del PIB al rededor del año 2000 se debe a la desestabilización que sufrieron los países europeos con la creación de la Unión Europea y del Euro, después se fortaleció la economía de la EU y logró subir el PIB.

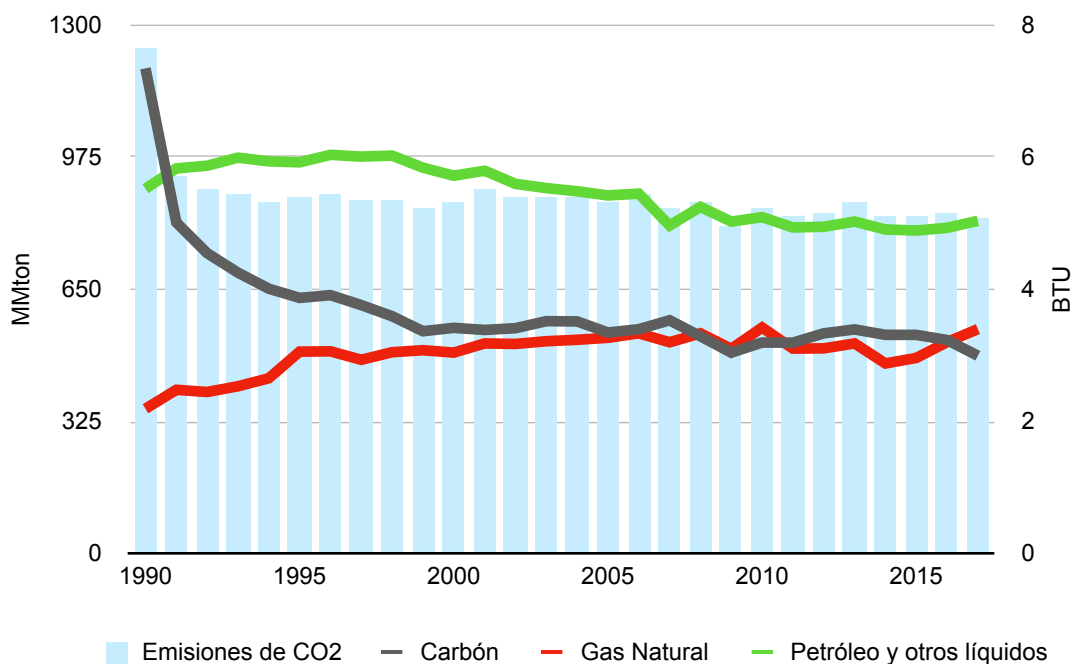
La electricidad de Alemania se ha mantenido relativamente estable a lo largo de los últimos años, aunque su origen es principalmente del carbón, cosa que en la década mas reciente han intentado modificar, sustituyendo el carbón y la energía nuclear por energías renovables y gas natural. Cabe mencionar que la electricidad de este país esta respaldada por la energía nuclear que genera Francia. Para el 2038 planean acabar con el uso de carbón para generar electricidad en su totalidad.



Gráfica 3.13 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Alemania

Mientras que Alemania sigue dependiendo del carbón para la electricidad, el consumo del mismo tuvo una fuerte caída en 1991 proveniente de los sectores industrial, residencial y comercial, la

cual podemos ver reflejada en la reducción del 25% de emisiones de CO₂, equivalente a 311 billones de toneladas de CO₂, comparadas con el año anterior.



Gráfica 3.14 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Alemania

3.2.2 Francia

Información general

Francia es conocido por ser uno de los países en Europa que tuvo mayor resistencia ante la presión de liberar su mercado nacional de gas natural. Al igual que Alemania, gracias a los datos registrados por la EIA, podemos observar que no cuenta con grandes reservas de gas natural, contaba con 8.5 MMMm³ en 2019 y con una producción mínima de 0.3 MMMm³ en 2013, sin embargo, su importancia radica en ser la segunda economía más grande de Europa y en su consumo, pues este ha aumentado en gran medida en los últimos años con 40 MMMm³ en 2018 justo por debajo de Italia. El mayor consumidor de gas natural es el sector residencial, el cual puede variar significativamente de un año a otro según las fluctuaciones del clima invernal.

En Francia, el 95% del gas consumido es importado de varios países como Holanda, Noruega y principalmente Rusia. Al igual que Alemania, Francia tiene una gran capacidad de almacenamiento de gas natural, pues al ser dependientes de los países productores, debe de asegurar un suministro adecuado para sus consumidores. Las importaciones cubren el 95% de la oferta, con una producción francesa altamente limitada, debido a la escasez de recursos y la prohibición del uso de fracturamiento hidráulico en 2011.

Francia es considerado un exportador neto de electricidad y es el segundo país con la producción más grande de energía nuclear, por detrás de Estados Unidos.

Mercado de gas natural

La organización industrial establecida en Francia por la ley de nacionalización de la industria del gas y la electricidad de 1946, permitió transformar el sistema basado en una sola red de gas, es decir un monopolio estatal en un sistema interconectado basado en el gas natural.

En 1946 gracias a la ley de nacionalización se creó Gaz de France (GDF) y Electricité de France (EDF). Esto llevó a una organización industrial que se encontraba parcialmente integrada en la compra, transporte, distribución y suministro de los recursos, pero poco integrada en las actividades de producción. Gaz de France, representaba un monopolio que fue abolido en 2002 con “The Gas Law” para liberar suministros a los consumidores.

El impulso para el desarrollo de la industria francesa del gas natural se remonta a 1956, con el descubrimiento del yacimiento Aquitaine en 1951, el cual alcanzó un pico de producción de 11 MMMm³ y con el inicio de operaciones en el yacimiento Lacq en 1956.

Su modelo de mercado permitió el desarrollo coordinado de las redes de transporte, que interconectaban las redes regionales con unidades de suministro y almacenamiento de gas natural, también se logro adoptar una gran capacidad de almacenamiento subterráneo, para soportar cualquier interrupción en el suministro y para manejar las variaciones estacionales en la

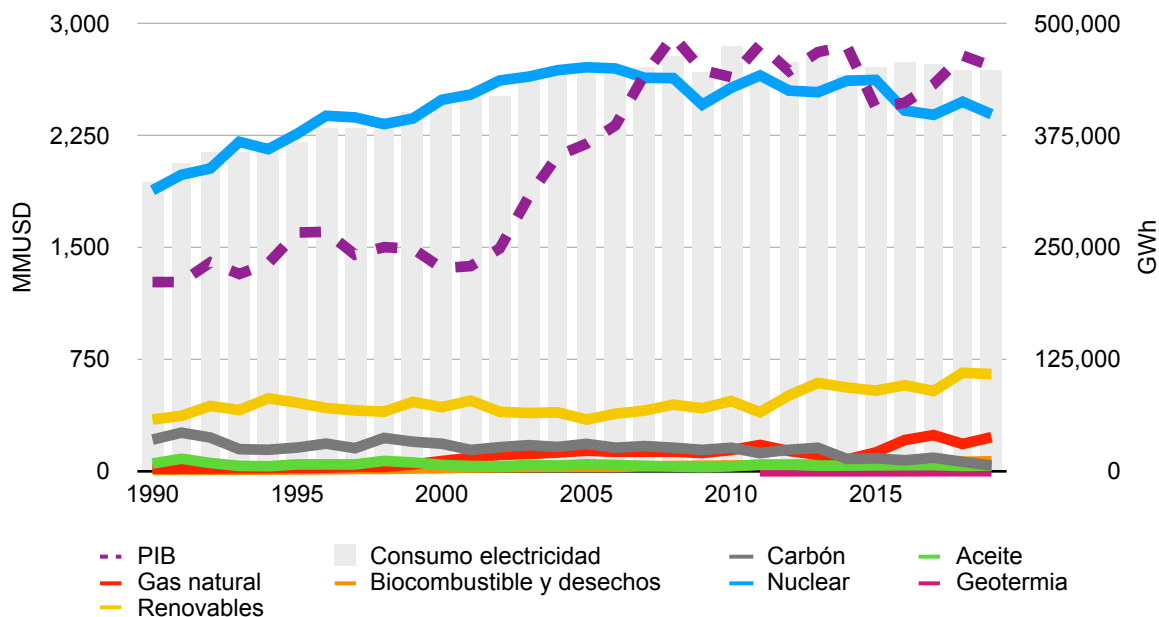
demanda nacional. Debido al aumento en la importación de gas natural, se llevó a una diversificación en las fuentes de suministro y puntos de entrada.

Entre 1973 y 1990 se impusieron restricciones al aumento de ventas de gas natural, debido a la prioridad otorgada al uso de la energía eléctrica en conjunto con el desarrollo de la energía nuclear. Finalmente el uso de gas natural para la generación de electricidad se vio altamente restringida, debido a la existencia de centrales nucleares.

Las empresas encargadas de la distribución de gas natural son: Gaz de France, Elf-Aquitaine y la subsidiaria Gaz de Sud-Ouest. En el transporte tres empresas están presentes, en tres áreas diferentes, primero Gaz de France, que cubre dos tercios del territorio francés, Gaz du Sud-Ouest, una compañía controlada por Total Fina Elf antes conocida como Elf-Aquitaine y por último Compagnie Française du Méthane (CFM), que abastece al centro de Francia y es 55% controlada por GDF. Antes de la promulgación de “The Gas Law” GDF controlaba el 87.7 % de los gasoductos, un 80% de la capacidad de almacenamiento y un 75% de las ventas.

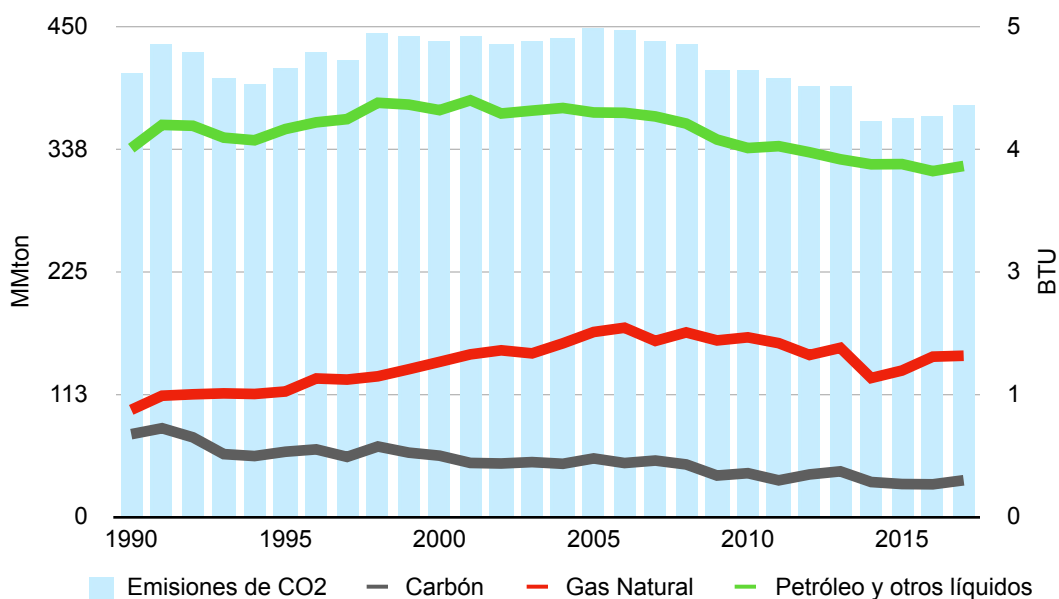
Como resultado de la nueva ley, GDF ofrece nuevos tipos de contratos, con ofertas de precios fijos en un periodo fijo de 6 a 12 meses y un índice de oferta de precio de mercado sobre el precio de venta para los consumidores, también realiza un índice de precios basado en el mercado spot, con un tope que limita el riesgo de volatilidad, reduciendo los precios del gas natural para preservar sus cuotas de mercado. Por tanto, aunque hay efectos positivos para los consumidores, la competencia parece estar limitada por la organización industrial y existe un gran desincentivo por la prevaleciente posición dominante de GDF.

En 2016, Francia construyó la terminal de regasificación de GNL de Dunkerque, que se convirtió en la cuarta terminal de importación de GNL más grande de Europa. La terminal de Dunkerque conectará el mercado francés con el belga, a través de dos gasoductos separados.



Gráfica 3.15 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Francia

Desde 1990 al 2018 el consumo de electricidad aumentó un 38% en Francia. Como ya se mencionó, la electricidad en Francia a partir del final de la década de los 70 proviene de manera mayoritaria de plantas nucleares. Al año 2018 aproximadamente el 75% de su energía total provino de esta fuente, pero planean que para 2035 se reduzca al 50%.



Gráfica 3.16 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Francia

Las emisiones de CO₂ solo han logrado disminuir un 12% a partir de 1990 ya que su dependencia en combustibles fósiles es baja y principalmente proviene del diesel para uso en transporte. En los demás sectores el gas natural ha ido desplazando al carbón, pero no es una diferencia significativa como la que se ha dado en otros países.

3.2.3 Reino Unido

Información general

El Reino Unido es el tercer productor más grande de gas natural entre los países europeos pertenecientes a la OECD. La importancia del gas natural en el Reino Unido se refleja en su producción y consumo, así como en la evolución en sus redes de distribución. Según la EIA en 2018 su consumo de gas natural fue de 80 MMMm³ justo por debajo de Alemania, representando el 38% del total de energía consumida en el Reino Unido, con reservas de 181.2 MMMm³, con una producción de 39.6 MMMm³ en 2019.

La tasa de crecimiento en el consumo de energías primarias en el país ha sido relativamente modesto en los últimos 30 años, reflejando el cambio en la estructura económica y la mejora en la eficiencia en el uso de la energía. El consumo en el área residencial, para la calefacción doméstica, representó el 35%, mientras que en el sector público de electricidad aumentó más del 45% de 2015 a 2016, esto debido a la disminución del uso de carbón en el sector eléctrico.

En 1980, el Reino Unido cambio de ser un importador neto a un exportador de energía, como resultado del desarrollo en el Mar del Norte; esto cambió con el paso de los años pues según la EIA en 2018 su exportación fue de 7.5 MMMm³ mientras que su importación fue de 47 MMMm³. El gas natural se introdujo en el mercado energético del Reino Unido en 1964 en forma de GNL proveniente de Argelia. Coincidentemente, el primer descubrimiento se realizó el siguiente año y los primeros suministros del Mar del Norte se dieron en 1967. Los niveles de consumo aumentaron dramáticamente a principios de 1970, justo cuando la infraestructura de distribución fue establecida. Su competencia en el mercado aumentó gradualmente hasta el inicio

de 1990, cuando la construcción de varias centrales eléctricas de gas, aumentaron la demanda hasta finales de 1997, fecha en la cual el gas natural reemplazó al carbón.

El Reino Unido cuenta con dos interconexiones de gasoductos que lo conectan con Irlanda, un enlace submarino desde Escocia y uno de menor capacidad desde Irlanda del Norte.

El 23 de Junio de 2016, en un referéndum general, el Reino Unido votó a favor de abandonar la Unión Europea, conocido como Brexit. En 2017, comenzaron a negociar los términos bajo los cuales abandonaría la UE, entre las preocupaciones de la industria del petróleo y el gas natural, se encuentra la posibilidad de que esta separación repercuta en los aranceles sobre las importaciones y exportaciones y el posible impacto en el empleo de los trabajadores en la industria eléctrica.

Mercado de gas natural

Originalmente, el gas utilizado en el Reino Unido era gas sintético fabricado a partir de carbón y el mercado estaba dirigido principalmente por los ayuntamientos y pequeñas empresas privadas. Después de la Segunda Guerra Mundial, hubo un cambio en la regulación del mercado gracias a “The Gas Act” en 1948, el cual nacionalizó la industria del gas. Cuando entro en vigor en Mayo de 1949, más de 1000 empresas privadas y municipales de gas se fusionarían en 12 “Gas Boards” organizadas geográficamente y conocidas colectivamente como British Gas. Este fue el comienzo de un monopolio integrado verticalmente para el suministro de gas en Reino Unido. En esta primera etapa no existían interconexiones con el continente europeo, por lo que quedo aislado del suministro continental.

Durante los años 60 en busca de la diversificación, el Reino Unido fue el primer país europeo en importar GNL de Argelia; debido a sus características se requirió de una gran capacidad de almacenamiento en las distintas localidades, para asegurar un suministro estable para los consumidores. En 1966, tras el descubrimiento de gas natural en la plataforma continental del Reino Unido (UKCS) se tomó una decisión de política nacional para convertir el suministro de

este país de gas proveniente del carbón a gas natural, un cambio importante en términos de la técnica de suministro y distribución.

Hasta 1986, la estatal British Gas mantuvo el monopolio de la venta y distribución de gas natural, controlando el total de la industria y el mercado nacional. Del mismo modo, el monopolio en el suministro de electricidad estuvo a cargo de “The Central Electricity Generation Board” (CEGB), que dependía principalmente de las reservas de carbón.

El próximo gran hito en la historia de la industria de gas en el Reino Unido, llegó a mediados de 1980 con la llegada del gobierno de Thatcher, en donde las políticas del gobierno cambiaron fundamentalmente el curso del desarrollo de la industria del gas, se basó en la premisa de que dado el nivel de maduración adquirido por el mercado energético, se debería de dar acceso a más “jugadores”, lo que mejoraría enormemente la competencia y por tanto, reduciría los precios para el consumidor final. Esto podría lograrse porque ya se habían realizado importantes inversiones en infraestructura. Una de las medidas tomadas por el gobierno de Thatcher fue la privatización de British Gas.

Con su privatización, British Gas tuvo que separarse en 5 nuevas divisiones: Public Gas Supply, Contráctil Trading, Transportation and Storage (en un futuro conocido como Transco), Service and Installation (posteriormente llamado Service) y Retail (conocido actualmente como Energy Centres).

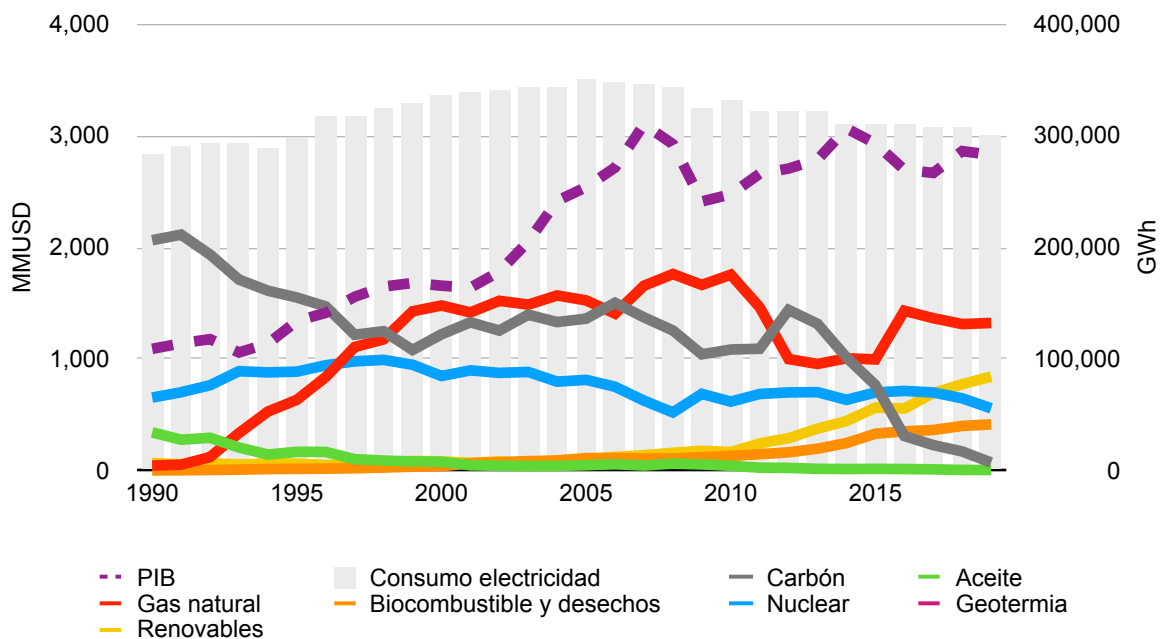
El gobierno creó un regulador de la industria, llamado “The office of Gas Supply” (Ofgas), para proteger los intereses de los consumidores. Años más tarde Ofgas se fusionó con el regulador de electricidad para convertirse en “The office of Gas and Electricity Markets” (Ofgem).

El impulsor de la política energética del Reino Unido se centró en la liberación del mercado de usuarios finales, gestionando una única red de propiedad pública y proporcionando un campo de

juego nivelado para varios operadores de gas (mayor competencia). El Reino Unido se encuentra mucho más orientado, hacia el precio del GNL deseado por el proveedor.

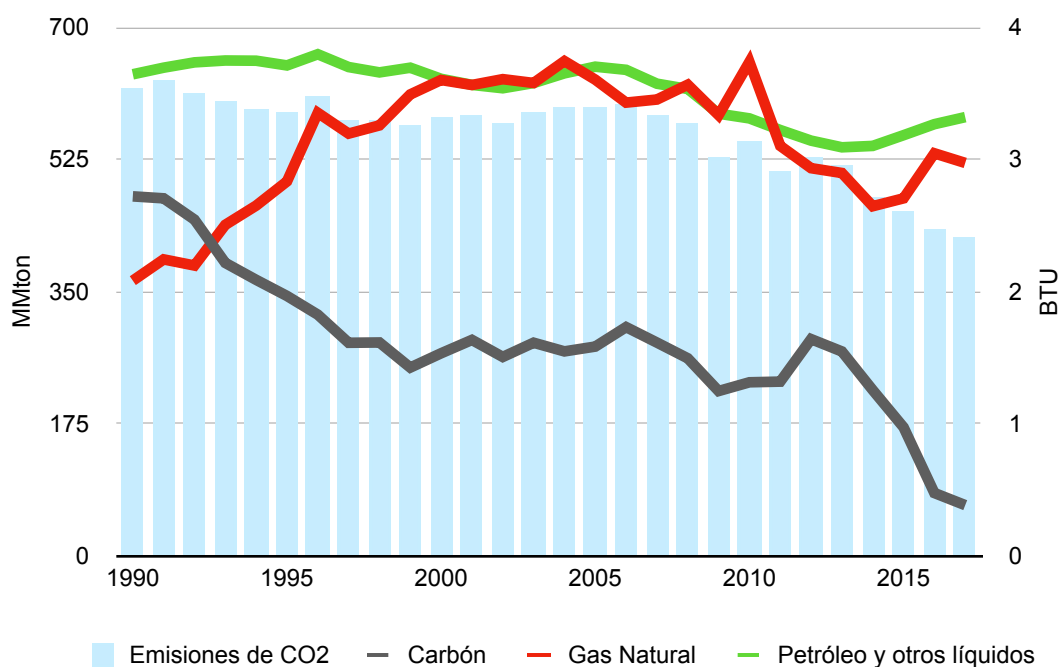
Actualmente el sector de gas natural del Reino Unido se encuentra totalmente privatizado, incluida la producción, transporte y distribución. El distribuidor de gas natural más grande es Centrics, una escisión de los activos de distribución de British Gas. Centrics tuvo una participación en el mercado del 35% (The Uk Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), 2016).

El Reino Unido ha tenido un crecimiento moderado en consumo de electricidad, en 1990 más del 70% de esta era generada por carbón, pero para 1999 el gas natural superó el uso del mismo en la generación de electricidad, aunque durante mas de una década ambos permanecieron en niveles similares. No fue hasta el año 2012, cuando el carbón empezó a sufrir una caída abrupta en la generación de energía eléctrica y fue sustituido por gas natural y energías renovables.



Gráfica 3.17 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Reino Unido

Las emisiones de dióxido de carbono en este país han caído un 32% desde 1990 hasta el 2018, gracias a la sustitución del carbón por gas natural en los sectores residencial e industrial.



Gráfica 3.18 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Reino Unido

3.2.4 España

Información general

El mercado español es el sexto mercado más grande en Europa justo por detrás de Francia (Sedigas,2012), al igual que Alemania y Francia depende altamente de las importaciones de gas natural, para poder abastecer su demanda nacional. Gracias a los datos registrados por la EIA podemos observar que es un país que no cuenta con registros de reservas desde 1998 con 17 MMMm³ y por lo tanto su producción resulta mínima con 62 MMMm³ en 2015. Su consumo ha aumentado desde 2014 con 27 MMMm³ a 31 MMMm³ en 2018, siendo el séptimo mayor consumidor europeo de gas natural, aunque se encuentra muy por debajo de México.

El 52% de la totalidad del gas que se consume en España se emplea para la generación de energía eléctrica (OECD/International Energy Agency, 2011). El sector de gas español se encuentra controlado por agentes privados; Gas Natural Felisa siendo el mayor proveedor de gas

del mercado. Otras empresas proveedoras que asumen la responsabilidad de importar y distribuir el gas natural son Repsol, Iberdrola, Endesa o E.ON España, entre otras. El gas importado a España proviene en su mayoría de Argelia y Qatar. En 2016, Argelia suministro alrededor del 52% de las importaciones totales de gas natural de España.(BP Statistical Review of World Energy, 2017).

El encargado de transportar el gas natural hasta el consumidor es Enagás, transportista único de la red de gas española. Como se puede notar España depende altamente de las importaciones, esto se hace a través de dos gasoductos submarinos: el gasoducto Maghreb-Europa y el gasoducto Medgaz. Actualmente España cuenta con siete terminales de importación de GNL, incluida la terminal El Musel en Gijón, que se encuentra en espera de la autorización del gobierno para comenzar a operar. España, también cuenta con una amplia capacidad de regasificación de aproximadamente 68 MMMm³ por año, la mayor cantidad de Europa.

Mercado del gas natural

En el mercado español la comercialización se realiza directamente con las empresas de gas, es por esto que en muy pocas ocasiones el gas pasa por intermediarios antes de llegar al consumidor. Al contrario de otros países europeos la rivalidad en el mercado español no es muy grande, España no cuenta con muchos competidores, esta ausencia de competencia se traduce en los precios del gas, que, comparándolo con los otros mercados europeos, es más elevado. Con el proceso de liberación europeo la competencia en el sector ha tenido un ligero aumento, abriendo la entrada a nuevos competidores, ocasionando una mayor liquidez en el mercado.

Así como el resto de Europa, España es fuertemente dependiente de las importaciones de otros países productores, a pesar de esto, cuenta con un gran suministro diversificado, el 74% del gas natural importado en 2009 fue en forma de GNL proveniente de Rusia, algunos países del continente europeo y el Medio Oriente (Comisión Nacional de la Energía, 2012). En los años posteriores, inició el funcionamiento de MEDGAZ, un gasoducto submarino que transporta gas desde Beni Saf, en Argelia, hasta Europa con conexión en Almería, aparte de este existen otros

gasoductos que conectan la Península Ibérica con los países exportadores, dos con Francia, uno con Magred y por último otros dos con Portugal (Enagás, 2013).

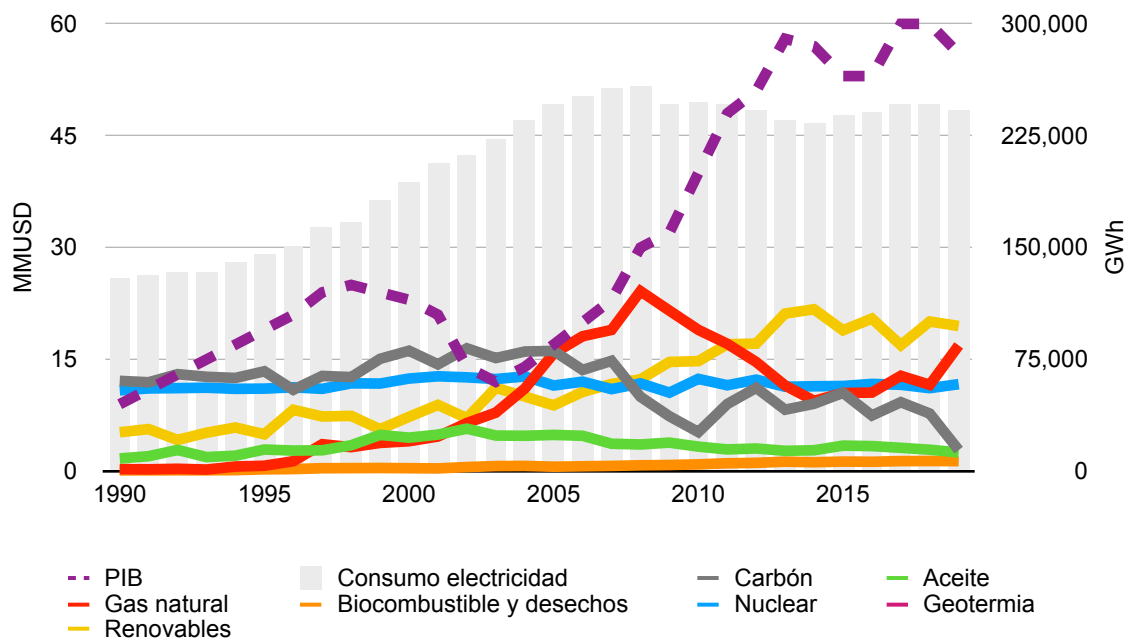
La capacidad de almacenamiento es mucho más pequeña en comparación con otros países europeos, justo por delante de Portugal, pero detrás de Francia o Italia.

Adentrándonos más a la infraestructura y el sistema de transporte, Enagás es el transportista único de la red de gas natural en España, por lo que es responsable del desarrollo, mantenimiento y la ampliación de la red de transporte; está también se encarga del almacenamiento, de las plantas regasificación y de la compresión del gas natural licuado. Existen 5 plantas situadas estratégicamente, 2 de ellas se encuentran en la costa mediterránea, una en la costa del Atlántico, otra más en Gijón y la última en la Cuenca Cantábrica (Enagás, 2013). A nivel mundial, España es el país con mayor experiencia en el tratamiento del gas natural licuado.

Enagás es el Gestor Técnico del Sistema Gasista. Cuenta con 11,000 Km de gasoductos, tres almacenamientos subterráneos en Serrablo (Huesca), Gaviota (Vizcaya) y Yela (Guadalajara) y cuatro plantas de regasificación: Barcelona, Huelva, Cartagena y Gijón. Además, es propietaria del 50% de la Planta de Regasificación de Bilbao y del 72,5% de la de Sagunto.(Enagás, 2019).

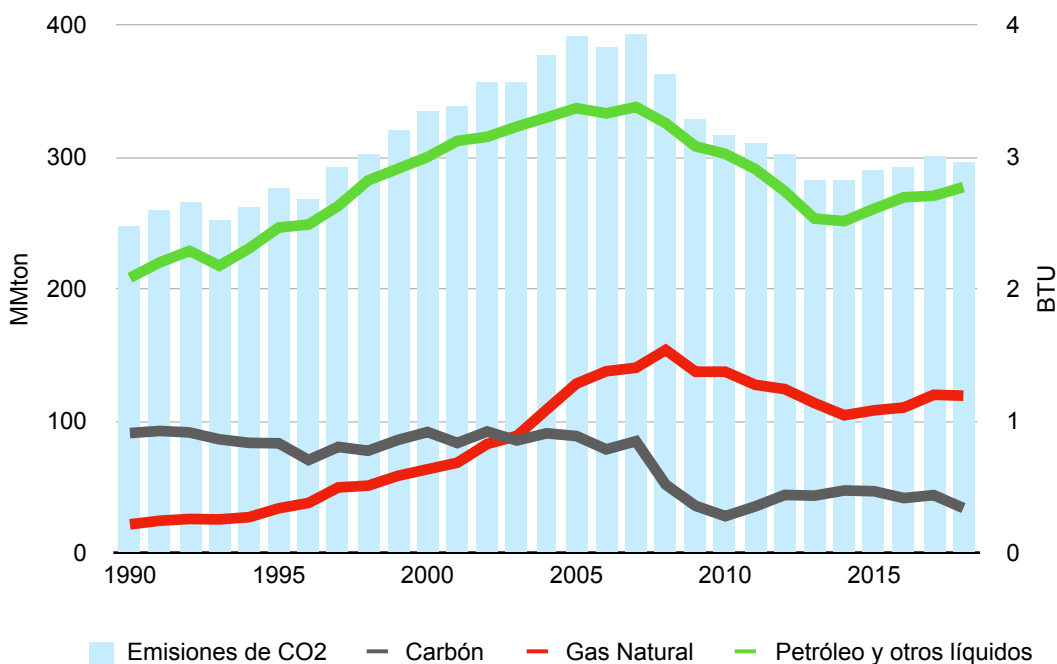
Enagás trabaja en 8 países; en México participa en la planta de regasificación de Altamira, en la construcción y operación del gasoducto Morelos y en el desarrollo de la Estación de compresión Soto la Marina. También es accionista en la terminal de GNL Quintero, en Chile y participa en las compañías Transportadoras de Gas del Perú y Compañía Operadora de Gas del Amazonas.

Para satisfacer el alza en la demanda de electricidad que se dió en la década del 2000, se usó el gas natural para generarla, lo que provocó que el gas sustituyera al carbón para el año 2005, ya que previo a este año, el carbón era el recurso mas utilizado para la generación de electricidad. En los últimos años las energías renovables han superado al gas natural para la generación de electricidad.



Gráfica 3.19 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en España

El mayor uso de gas es en los sectores industrial y residencial, donde ha logrado reemplazar al carbón casi en su totalidad. Sus emisiones de CO₂ han disminuido lentamente, pero dependen mayormente del uso de diesel para transporte.



Gráfica 3.20 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en España

3.3 Rusia

Información general

Rusia es el país con mayores reservas de gas natural, teniendo una cuarta parte del total de reservas probadas del mundo, en su mayoría estas se encuentran en el Oeste de Siberia, en 5 de los campos más grandes de Gazprom (Yamburg, Urengoy, Medvezhye, Zapolyarnoye y Bovanenkovo) todos juntos representan un tercio del total de las reservas de gas natural en Rusia. También es el segundo productor más grande de gas natural seco, justo por debajo de Estados Unidos; con registros de 38 MMMm³ y 679 MMMm³ en 2019 respectivamente; Gazprom espera aumentar su producción con la creación del gasoducto Nordstream 2. Es el segundo país con mayor consumo a nivel mundial con 444.3 MMMm³ por día en 2019.



Figura 3.5 Gasoducto Nordstream

En el continente europeo y en el mundo, Rusia es el mayor exportador de gas con 227 MMMm³ en 2018 según registros de la EIA, superando a Noruega y Qatar.

En 2016, casi el 90% de los 198 MMMm³ de exportaciones de gas natural se entregaron a clientes de la Unión Europea abasteciéndola casi por completo a países como Alemania, Turquía, Italia, Bielorrusia y el Reino Unido a través de gasoductos. Esto ha causado una insaciable necesidad por la diversificación de recursos en estos países, por lo que Estados Unidos se encuentra sumamente interesado en abrir su mercado en Europa. En el 2014 la UE junto con

Estados Unidos le impusieron sanciones a Rusia provocando un giro de interés hacia el Este firmando acuerdos con China, como consecuencia gran parte del resto de las exportaciones se entregaron a Asia como GNL.

Según la EIA en 2013, Ucrania fue el tercer mayor importador de gas natural de Rusia. Debido a las disputas sobre el precio, los pagos de transporte y como parte de las tensiones entre ambos países, Ucrania ha reducido el volumen de gas natural que compraba a Rusia y ha aumentado su compra al occidente, sin embargo, Ucrania todavía actúa como un país de tránsito para las entregas por gasoducto desde Rusia hasta Europa Occidental.

Los ingresos por exportación de gas natural en 2015 representaron alrededor del 13% de los ingresos totales de Rusia. En 2015 y 2016, las importaciones de gas natural de Rusia representaron aproximadamente un tercio del gas natural consumido en los países pertenecientes a la OCDE en Europa.

Mercado del gas natural

La estatal Gazprom domina la producción de gas natural, con alrededor de dos tercios del total de gas natural producido en Rusia, si bien los productores independientes y de compañías petroleras han ganado importancia, las oportunidades siguen siendo bastante limitadas, por la posición dominante de Gazprom.

Algunas agencias reguladoras que participan en el mercado de gas natural son:

- “The Ministry of Natural Resources and Environment” emite licencias de campo, supervisa el cumplimiento de los acuerdos de licencia y aplica multas por violaciones a las regulaciones ambientales.
- “The Ministry of Energy”, encargada del desarrollo e implementación de la política energética general y supervisa las exportaciones de GNL.
- “The Finance Ministry”, responsable de los impuestos a la extracción y exportación de hidrocarburos.

- “The Ministry of Economics Development”, supervisa los aranceles.
- El Servicio Federal Antimonopolio (FAS), principal agencia reguladora involucrada en el sector del gas natural, esta agencia regula las tarifas de gasoductos y supervisa los cargos de abuso de dominio del mercado, incluidos cargos relacionados con el acceso de terceros a los gasoductos.

Según la U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Rusia quemó aproximadamente 24 MMMm³ de gas natural en 2016, más que cualquier otro país, representando el 16% del volumen total de gas natural quemado en el mundo. Un gran número de iniciativas y políticas del gobierno ruso han establecido objetivos para reducir la quema rutinaria de gas asociado, además los cambios regulatorios han hecho que sea más fácil y rentable para los productores externos transportar y comercializar su gas natural.

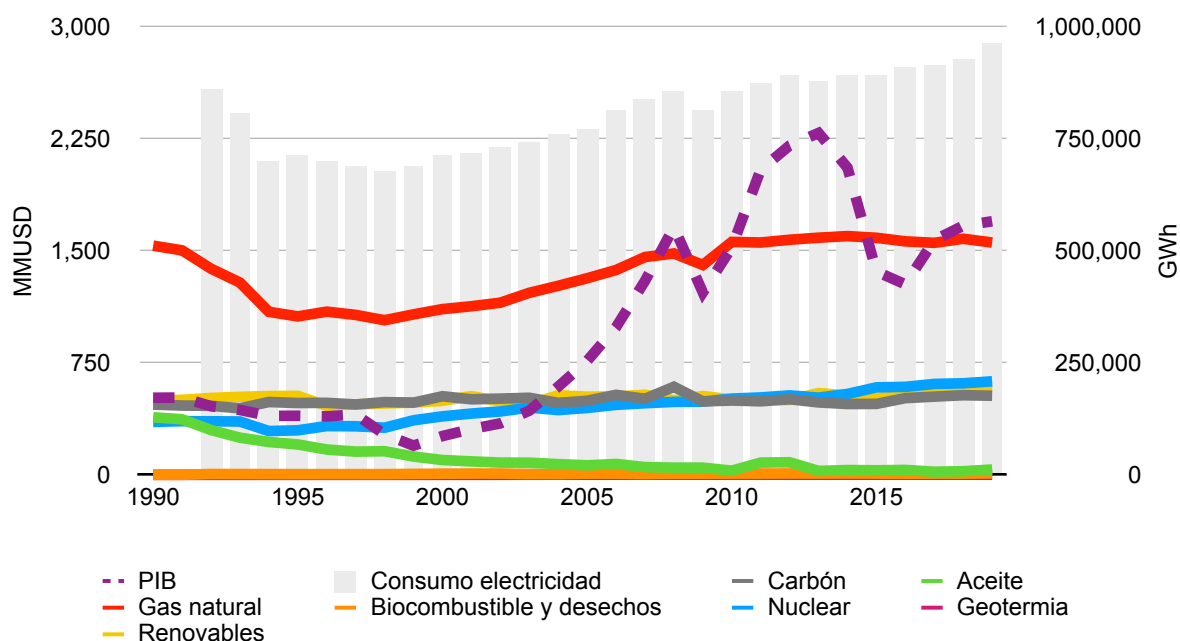
En 2016, la infraestructura de gas natural de Rusia consistió en aproximadamente 172.2 kilómetros de tuberías de distribución y más de 20 instalaciones subterráneas de almacenamiento. Gazprom es el único propietario de prácticamente todos los gasoductos en Rusia, este se ha dedicado a crear nuevos gasoductos para obtener nuevas fuentes de suministros y nuevas rutas de exportación y nuevos gasoductos que eviten pasar por Ucrania.

El sistema “The Unified Gas Supply” (UGS) es el nombre colectivo de la parte occidental interconectada de los gasoductos de gas natural en Rusia. En 2007 se ordenó a Gazprom que estableciera un Programa de Gas del Este (EGP) para expandir la infraestructura de gas natural en el este de Siberia y el Lejano Oriente de Rusia, la columna vertebral del EGP es el gasoducto “Power of Siberia”.

La FAS ha propuesto nuevas leyes que solucionarían muchas de las deficiencias en las regulaciones actuales, incluida la falta actual de regulaciones para el acceso de terceros a tuberías que no forman parte del sistema UGS.

Debido a la desestabilización por el colapso de la Unión Soviética en 1991, el consumo de electricidad en Rusia tuvo una caída en la década de los 90 y a partir del año 2000 esta empezó a crecer de manera moderada. De igual manera, el PIB del país incrementó desde el 2000, pero a diferencia del crecimiento de consumo eléctrico, este lo hizo de manera más pronunciada.

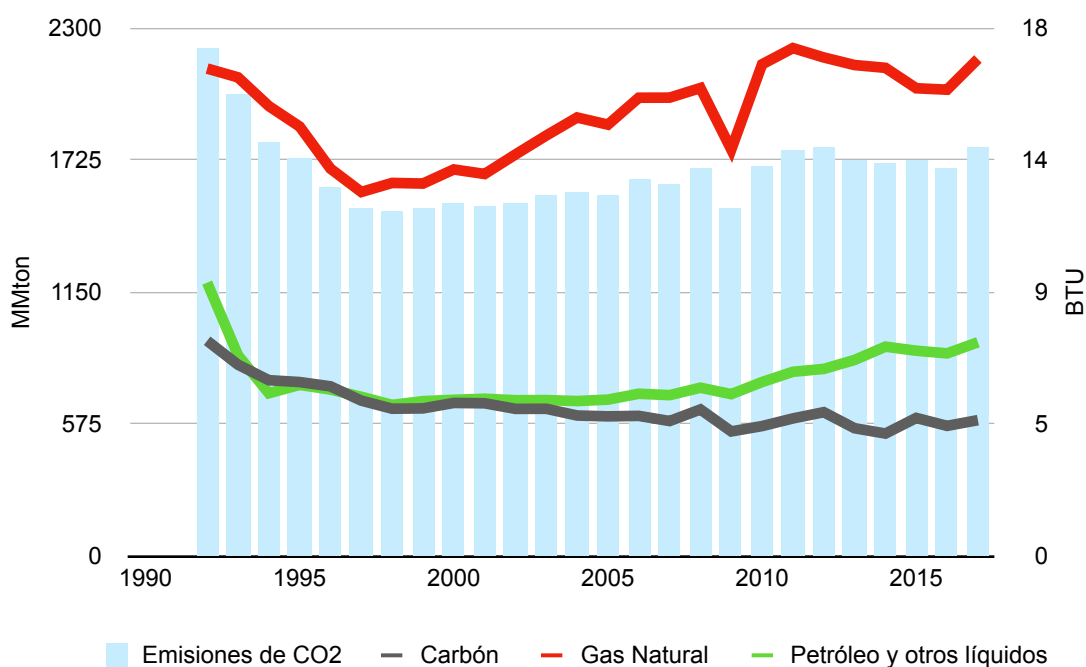
En el 2013 la economía del país empezó a caer y para finales del año 2014 el rublo había caído a niveles muy bajos, provocando que el precio de sus hidrocarburos cayeran de igual manera. El presidente Putin se limitó a no dar comentarios y cuando el precio de las acciones de compañías petroleras y de gas rusas llegaron a su punto mas bajo, el presidente ordenó la compra de las acciones de las mismas. Los estadounidenses estaban dispuestos a vender todos sus activos para no perder y fue así como Rusia recuperó cerca del 30% de acciones que tenían empresas extranjeras. Después de esta gran jugada por parte del presidente ruso, la economía del país ha seguido creciendo.



Gráfica 3.21 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en Rusia

A través de los años, el consumo de carbón en Rusia ha ido disminuyendo, en especial en los sectores de servicios públicos y residencial provocando que sus emisiones de carbono bajen de la

misma manera. En los últimos 30 años el gas natural ha ido ganando terreno en el sector industrial y domina casi todo el sector residencial, de servicios públicos y eléctrico.



Gráfica 3.22 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en Rusia

3.4 China

Información general

China es considerado el país con mayor demanda de energía en el mundo. El carbón suministró la mayor parte del consumo total de energía en China en 2019 casi en un 58%, la segunda fuente de combustible fue el petróleo y otros líquidos, que representaron el 20% del consumo total de energía del país. Aunque China ha diversificado sus suministros de energía y los combustibles de combustión más limpia han reemplazado parte del uso de carbón y petróleo en los últimos años, en el caso del gas natural un 8%, ha sido una transición relativamente lenta comparada con el consumo de energía.

Las reservas de gas natural de China alcanzaron un 8.4 MMMMm³ en 2019, justo por debajo de Estados Unidos, siendo el sexto país con mayores reservas a nivel mundial. Los principales

campos de gas de China se encuentran en las partes occidentales y norte del país, normalmente la exploración de gas natural ha estado estrechamente vinculada al desarrollo de campos petroleros, con la excepción del campo Sichuan. Existen 3 cuencas principales, la Cuenca del Tarim, la Cuenca de Ordos y la Cuenca de Sichuan, las cuales tiene más de la mitad de las reservas probadas totales en China. La producción de gas natural ha aumentado durante los últimos años, debido a la necesidad del país para satisfacer la creciente demanda de gas con 177.6 MMMm³ en 2019. Para promover el desarrollo en la producción de gas natural no convencional, China introdujo una serie de incentivos financieros para los productores. El gobierno redujo el impuesto a los recursos sobre la producción de Shale gas de 6% a 4.2% y por último se aumentaron los subsidios a toda la producción no convencional hasta 2023.

El gobierno de China prevé aumentar la participación de gas natural como parte del consumo total de energía del 8% al 14% en 2030; a pesar de que el gas natural sigue siendo un pequeño contribuyente en el mercado energético de China, se está convirtiendo rápidamente en una importante fuente de combustible. China es el tercer país con mayor consumo de gas natural, con 307.3 MMMm³ en el 2019, detrás de Rusia y Estados Unidos, aumentando casi un 13% cada año.

El gas natural es generalmente más caro que el carbón y sigue enfrentándose a limitaciones de suministro debido a su almacenamiento insuficiente, las terminales de importación y la poca capacidad en los gasoductos. La tasa de crecimiento de la demanda también dependerá del ritmo al que China pueda construir una planificada infraestructura de gas natural.

Para poder satisfacer la brecha entre la producción y la demanda de gas natural nacional de China, la industria ha dependido en una cantidad cada vez mayor de importaciones de gasoductos y comercio de GNL. En 2019 China fue el mayor importador de gas natural en el mundo, según la EIA importó 132 MMMm³. China ha diversificado sus proveedores de GNL durante los últimos años y Australia es ahora el mayor proveedor con un 46% en 2019, las importaciones por parte de Estados Unidos crecieron de 2017 a 2018 alcanzando casi un 5% de

las importaciones totales de GNL de China, sin embargo, esta disminuyó debido a que se impuso un arancel del 10% a los envíos de GNL de Estados Unidos, como parte de la disputa comercial entre ambos países, en 2019 China elevó los aranceles un 25%.

A finales de 2019, China tenía 21 terminales de regasificación de GNL y se encontraba en el proceso de construcción de varias terminales a lo largo de toda la costa, para entrar en funcionamiento en 2023. El gasoducto interregional más importante en este país es el de Ordos (Shaanxi)-Beijing con una longitud de 868 km y una capacidad de 3.6 MMMm³ por año, otro gasoducto con gran importancia es el que conecta el Oeste con el Este, el cual entrega gas natural desde la Cuenca de Tarim hasta Shangai, con esto se abrió una nueva etapa en el mercado, de un negocio local a un negocio nacional. Por último, China National Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) planea construir otros dos gasoductos interregionales desde Sichuan hasta el río Yangtze y al río Pearl.

Mercado del gas natural

Como se mencionó anteriormente el gobierno Chino ha intentado promover el uso de gas natural con el fin de mejorar la diversificación, la eficiencia energética y como solución a los problemas ambientales.

Con el objetivo de desarrollar el mercado de gas natural en China, el gobierno ha estado considerando cuidadosamente establecer un nivel de precios. El sector energético, en donde el carbón es el combustible dominante, se ha dudado en utilizar un combustible más caro que este; el sector residencia en las áreas urbanas mostró la capacidad de pagar precios bastante altos y abastecer el fuerte crecimiento en la demanda. En cuanto a la industria de fertilizantes químicos, el gobierno ha asignado gas barato con consideraciones políticas y sociales para los agricultores. Considerando la situación de cada sector, el gobierno ha determinado el precio del gas natural sobre una base de “cost-plus” pero con variaciones por sector. Como resultado, los precios del gas natural han estado muy alejados de aquellos en el mercado internacional. Este régimen ha sido efectivo en desarrollar el mercado de gas natural, pues es un combustible autosuficiente en

el país hasta hace poco. Como consecuencia la demanda aumentó pues los precios eran ventajosos en comparación con los del GNL importado.

En 2007 la NDRC emitió un documento titulado “ Policies on Natural Gas Use”, que categorizó la prioridad de sectores y proyectos de uso de gas natural. En cuanto a precios, se pedía la racionalización de estos y que tuvieran coherencia con otros productos energéticos. A partir de entonces, el gobierno implementó el aumento gradual de los precios del gas.

El área de producción de gas natural está dominado por tres empresas: CNPC, Sinopec y CNOOC. El nacimiento de estas NOC's tuvo lugar en la década de 1980 durante el proceso de la reforma en China. Antes de la reforma, el gobierno planificó y desarrollo el sector petrolero y de gas natural, bajo un régimen socialista. Las tres empresas cotizan en las bolsas de valores de Hong Kong, Nueva York y Londres. En cuanto al gas natural, CNPC posee aproximadamente el 75% de los recursos nacionales de gas y el 80% de la red de gasoductos (incluyendo las líneas principales interregionales), también está a cargo de varios proyectos de importación, como el gasoducto de Asia Central y las importaciones de GNL en Jiangsu y Dalian. CNOOC proporciona gas mediante un gasoducto desde el Mar del Sur de China a Hong Kong y del Mar del Este de China a Shanghai.

Empresas	Año de establecimiento	Área de trabajo
CNPC	1988	Producción
Sinopec	1983	Procesos de refinación
CNOOC	1982	Gestionar el desarrollo offshore

Tabla 3.9 Empresas que dominan el área de producción de gas natural en China

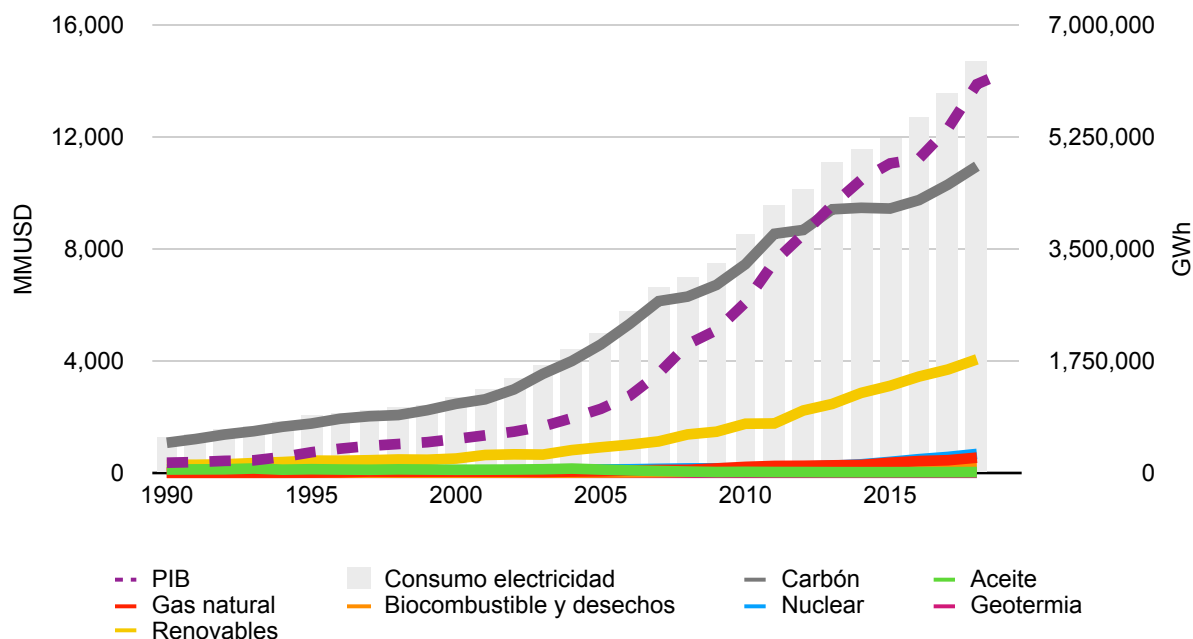
La mayoría de las empresas de distribución pertenecen y son administradas por gobiernos locales, mientras que el gas natural es entregado a los usuarios directamente por los productores. En 2002, el gobierno abrió el mercado de gas a empresas privadas y extranjeras, por lo que más de 60 empresas privadas están distribuyendo en varias ciudades como Shanghai y Guangdong. Por

último las terminales de GNL son propiedad y operadas por empresas conjuntas de entidades gubernamentales, usuarios de gas, CNOOC y CNPC.

La infraestructura nacional de gasoductos de China está experimentando un desarrollo significativo y los objetivos del gobierno son aumentar su cobertura y mejorar la competencia del mercado a lo largo de la cadena de valor de las ventas de gas natural. el gobierno creó una empresa nacional de oleoductos y gasoductos en 2019, llamada PipeChina.

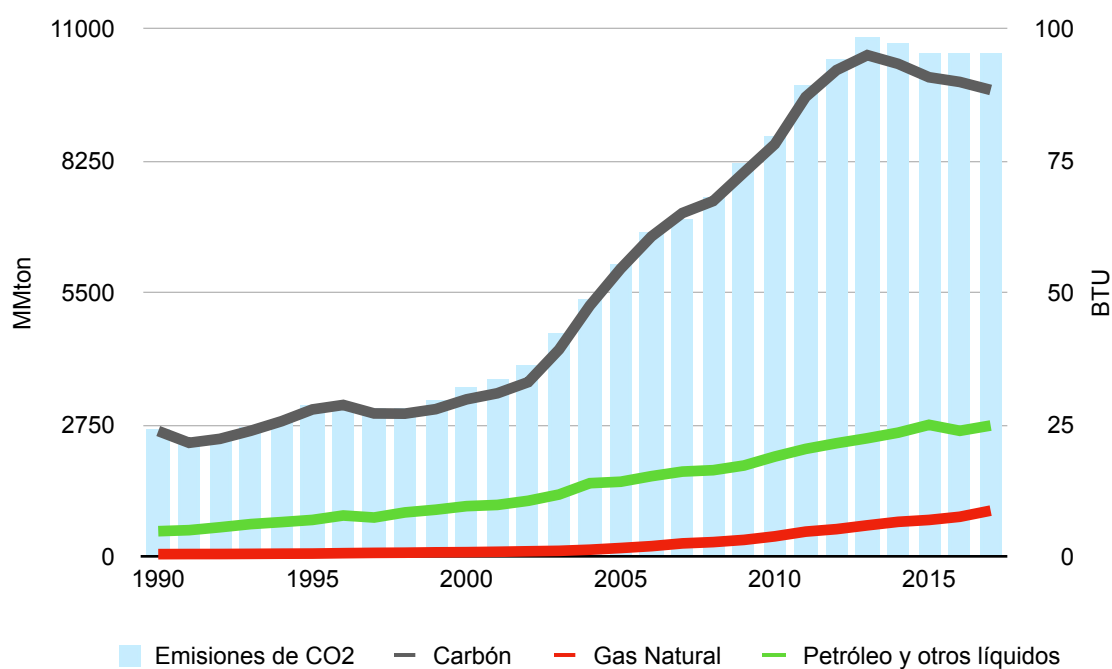
El consumo eléctrico y el PIB de China han crecido de la mano de manera exponencial, gracias al desarrollo que ha tenido su industria en los últimos años, después de su apertura económica en 1978. Su crecimiento económico ha sido el mas impresionante en todo el mundo, provocando que en 40 años lograra pasar de un país subdesarrollado a ser la segunda economía más fuerte.

La generación de energía eléctrica se encuentra dominada por el uso del carbón, pero en los últimos años las energías renovables han ganado terreno en este país.



Gráfica 3.23 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en China

El carbón es predominante no solo en el sector eléctrico, si no que también en el industrial; lo que ha provocado niveles de contaminación muy elevados en el país. En un esfuerzo de disminuir estas emisiones el gas natural ha ganado terreno en los sectores de servicios públicos y residencial, y en menor medida en el industrial. Para que china pueda bajar de manera significativa sus emisiones de CO₂ tiene que sustituir al carbón por gas natural tanto en el sector eléctrico, como en el industrial. Además de que el gas produce menos contaminante, este es más eficiente que el carbón, por lo que sus procesos industriales podrían mejorar.



Gráfica 3.24 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles China

4. Entorno del gas natural en México

4.1 Información general

México es uno de los mayores productores de petróleo y otros líquidos del mundo. Es considerado el cuarto productor más grande de América después de Estados Unidos, Canadá y Brasil, así como un socio importante en el comercio de energía de Estados Unidos. Según la IEA el consumo total de energía de México en 2019 consistió principalmente de petróleo con un 45.2%, seguido por gas natural con un 37.8%. El gas natural está reemplazando cada vez más los productos del petróleo en la generación de energía eléctrica. La proyección de consumo de gas natural esta dando como resultado nuevos proyectos de gasoductos para importar gas natural de Estados Unidos.

Según estadísticas de PEMEX, casi tres cuartas partes de la producción de gas natural en México, proviene de campos petroleros con gas asociado en campos como Cantarell, Samaria-Luna y Ku Maloob Zaap. Más de dos tercios de la producción de gas natural no asociado se produce en la cuenca de Burgos en la parte norte del país y en menor medida de campos no asociados en Veracruz. La producción de gas natural en México se ha comportado de manera similar a la producción de crudo debido a la relevancia de gas asociado en nuestra producción de gas; en 2009 se alcanzó el máximo de producción con 200 MMm³ diarios y en el 2019 fue de 107.8 MMm³ diarios, lo que representó un decremento del 46% en la década.

De acuerdo con los datos registrados por BP, México a finales de 2019 contaba con 0.2 MMMm³ de reservas probadas de gas natural. Aunque la región sur del país contiene la mayor proporción de reservas probadas, la Región de Burgos en el norte tiene el potencial para ser el centro de crecimiento de las reservas futuras.

A pesar de contar con considerables recursos de gas natural, la producción de México de acuerdo a SENER es de 37 MMMm³; modesta comparada con los otros países de América del Norte, mientras que el consumo alcanza los 90.7 MMMm³, muy por encima de países como Brasil, Argentina y España. En consecuencia, este depende de las importaciones de gas natural

principalmente a través de gasoductos desde Estados Unidos y de gas natural licuado de otros países.

En 2019 México importó un promedio de 144.7 MMm³ por día de gas natural a través de gasoductos de Estados Unidos, un aumento de más de 200% desde 2010, lo cual representó el 65.75 % de las exportaciones por gasoducto totales de este país.

México se encuentra desarrollando nuevos proyectos de expansión, esto mediante el “Plan Quinquenal De Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024” publicado el 5 de noviembre de 2020, que se ajusta a la política energética del presidente Andrés Manuel López Obrador, y busca desarrollar los proyectos de almacenamiento de gas natural en los próximos años para lograr cubrir la demanda del mismo y fortalecer la posición en el mercado de Pemex y CFE. De acuerdo con el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019 publicado el día 14 de Octubre de 2015 por la SENER, se contaba con una cartera de 13 proyectos; 12 de gasoductos y una estación de compresión, de estos 13 proyectos solamente 7 se ejecutaron y solo uno se interconecta con el SISTRANGAS (Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan).

Entre las principales políticas y programas abordados en el nuevo Plan Quinquenal 2020-2024, se encuentra:

- Plan Nacional de Desarrollo que se alinea a la política del presidente del país, específicamente en el apartado “rescate del sector energético” que tiene como objetivo principal el rescate de PEMEX y CFE para que vuelvan a ser palancas para el desarrollo nacional, así como la rehabilitación de refinerías existentes, la creación de nuevas y la modernización de las instalaciones generadoras de electricidad propiedad del Estado. Por último plantea impulsar el desarrollo energético mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía, para así dotar de energía con fuentes renovables a pequeñas comunidades aisladas que aún carezcan de ella.

- Plan de Negocios de PEMEX y Empresas Productivas Subsidiarias 2019 – 2023, donde se plantea incrementar la producción de hidrocarburos con el fin de subir la producción de gas del país mediante la reactivación de proyectos de gas no asociado, así como el desarrollo de instalaciones para el aprovechamiento del gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno del sureste.
- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2023, publicado el 14 de Junio de 2019 por la SENER, creado debido a la creciente demanda de energía en nuestro país, en este se retoma el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) y el inicio de operación de nuevas centrales eléctricas de distintas tecnologías y combustibles. En este programa se recalca la importancia de la construcción de centrales eléctricas para el beneficio y mejor desarrollo de las Empresas Productivas del Estado; por lo tanto se indica el inicio de operación de 7 centrales que utilizarán gas natural como combustible único o complementario.
- Pacto Oaxaca que busca generar mayor desarrollo de la región sur - sureste del país, a través del suministro de gas natural, ya que de acuerdo a CENAGAS aquellos estados que cuentan con mayor consumo de gas natural reportan un PIB más alto.

De acuerdo con los pronósticos realizados por el Plan Quinquenal 2020-2024, se propusieron los siguientes proyectos de los cuales se aprobaron:

➡ Plan de Integración			
Expansión Montegrande	✓	Hub Leona Vicario (Cactus)	✓
Interconexión Guadalajara	✗	Hub Francisco I. Madero (La Laguna)	✓
Interconexión León Guzmán	✗	Hub Dulces Nombres (Monterrey)	✓
➡ Programa de modernización del SNG			
Estación de compresión Cempoala	✗	Estación de compresión Pátzcuaro	✗
Programa de rehabilitación de indicadores de integridad	✗	Estación de compresión en el Sur	✗

➡ Construcción de Estaciones de compresión de Tecolutla y Lerdo	✓
➡ Almacenamiento de gas natural	✓
➡ Suministro Istmo de Tehuantepec y Chiapas	✓
➡ Suministro a Quintana Roo	✗

Tabla 4.10 Propuestas de CENAGAS para el Plan Quinquenal 2020-2024

4.2 Mercado de gas natural

Como se mencionó anteriormente hasta ahora México es considerado un importador neto de gas natural y algunos estudios indican que seguirá así durante varios años, esto debido a la desventaja que presentan los costos de producción de gas en el país, comparados con los de importación, la dificultad en realizar cambios estructurales en materia de gas como la política de almacenamiento y de transporte, la preferencia que se le ha dado a los proyectos de petróleo comparados con los de gas y por ultimo, los bajos resultados de la reforma energética.

La política de gas natural en México es fuertemente dependiente de distintos factores políticos, económicos, financieros y medio ambientales. Algunos ejemplos de estos son: la rentabilidad de las actividades de explotación del gas natural en comparación con las del petróleo, el estado de la economía, la seguridad energética y la situación del mercado estadounidense, también depende de aspectos como la disponibilidad de capital para la producción y consumo masivo de gas, la situación de la relación bilateral con Estados Unidos y finalmente las cuestiones ambientales.

Estos factores variaran con el tiempo; por lo que en la historia de México podemos distinguir algunas etapas importantes.

En 1994 la oferta de gas natural se caracterizó por tener una buena producción asociada a la extracción de petróleo y en poca medida a las importaciones, esto fue resultado de la importancia que tenía la exportación de crudo para PEMEX, ya que este era la principal fuente de ingresos de la paraestatal, dejando a un lado la exploración y explotación de campos de gas no

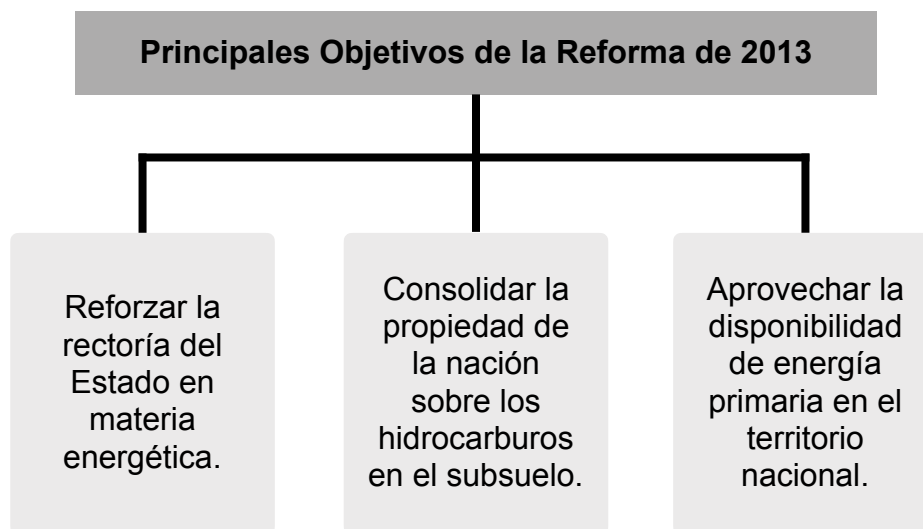
asociado; en 1995 la explotación de gas asociado se redujo significativamente, a causa de una disminución en la producción de los principales yacimientos en la región sur y del Golfo de México y a un aumento en la extracción de gas no asociado en la región Norte, principalmente en la Cuenca de Burgos. En este mismo año se modificó la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional relacionada con el ámbito petrolero, con esto se logró que el sector privado pudiera participar en el transporte y distribución de gas natural.

A partir de 1996 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado permisos provisionales de distribución a particulares presentándose por primera vez el sector privado en México, dando así un plazo de 12 años para la construcción del sistema de recepción, conducción y entrega del gas natural.

En 2012 el sector eléctrico y el petrolero consumían el 66% del total de gas natural, debido en parte a la política energética en donde se promovía la construcción y reconversión de plantas de generación eléctrica. Toda esta situación y el aumento en las importaciones, puso en evidencia la incapacidad de los gasoductos del Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) para suministrar los puntos de consumo de manera adecuada.

Antes de la reforma energética de 2013, PEMEX conservaba un monopolio en la exploración de gas natural, sin embargo, el gobierno permitía la participación privada en la exploración y producción de gas no asociado. En 2013 se reformaron y adicionaron algunas disposiciones en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía, específicamente en los artículos 25, 27 y 28.

Con la reforma se pasó de un modelo con características monopolizadas, en donde las actividades estaban exclusivamente a cargo del Estado por conducto de PEMEX, a uno con la apertura de participación privada en toda la cadena de valor, permitiendo una mayor inversión externa en exploración, producción y otras actividades en el sector del gas natural y con ello se logró el desarrollo de mercados competitivos.



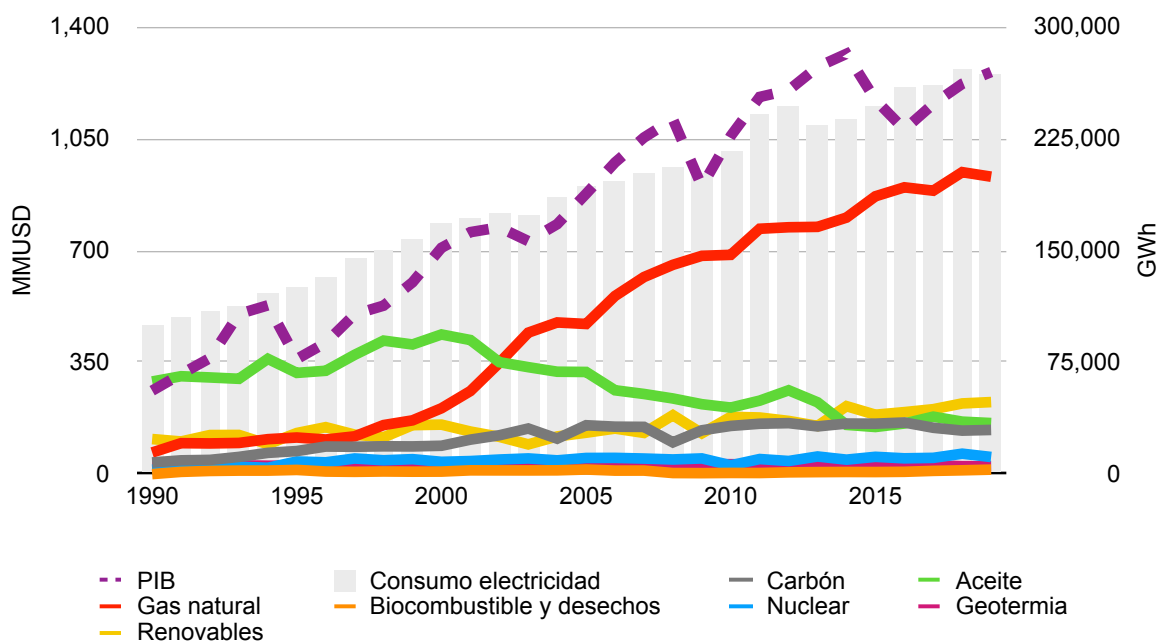
La reforma promulgada permite nuevos modelos de contratos, como son los contratos de licencia de producción compartida y contratos de servicios. PEMEX seguirá siendo de propiedad estatal, pero se le dará más autonomía presupuestaria y administrativa, por lo que tendrá que competir por licitaciones con otras firmas para conseguir nuevos proyectos. La reforma trajo consigo la ampliación de las autoridades reguladoras como la CNH y la CRE, así como la creación de una nueva agencia de protección ambiental (ASEA).

Instituciones y Órganos Reguladores	Características	
	Año de creación	Objetivos actuales
PEMEX	07/06/1938	Aumentar la rentabilidad petrolera y satisfacer con calidad las necesidades de sus clientes, en armonía con la comunidad y el medio ambiente.
SENER	07/12/1946	Se encuentre a cargo de la política en materia energética, relacionada con la seguridad de suministro. Regula y supervisa el procesamiento del gas natural como: - Importaciones y exportaciones de hidrocarburos y petrolíferos.
CRE	04/10/1993	Regula y supervisa actividades relacionadas al gas natural como: • Transporte • Almacenamiento • Distribución • Licuefacción • Regasificación • Compresión • Descompresión • Comercialización • Expendio Se encarga de las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado. Regula el transporte y distribución por ducto de combustóleo y petroquímicos básicos, así como del almacenamiento en ductos.

CNH	28/11/2008	Regula y supervisa la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento. Licita y suscribe contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
ASEA	02/03/2015	Regula y supervisa la seguridad industrial y operativa, así como la protección al medio ambiente dentro del sector hidrocarburos.
CENAGAS	28/08/ 2014	Gestiona y administra el SISTRANGAS. Garantiza la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en el SISTRANGAS para contribuir con la continuidad del suministro de gas natural en territorio nacional.

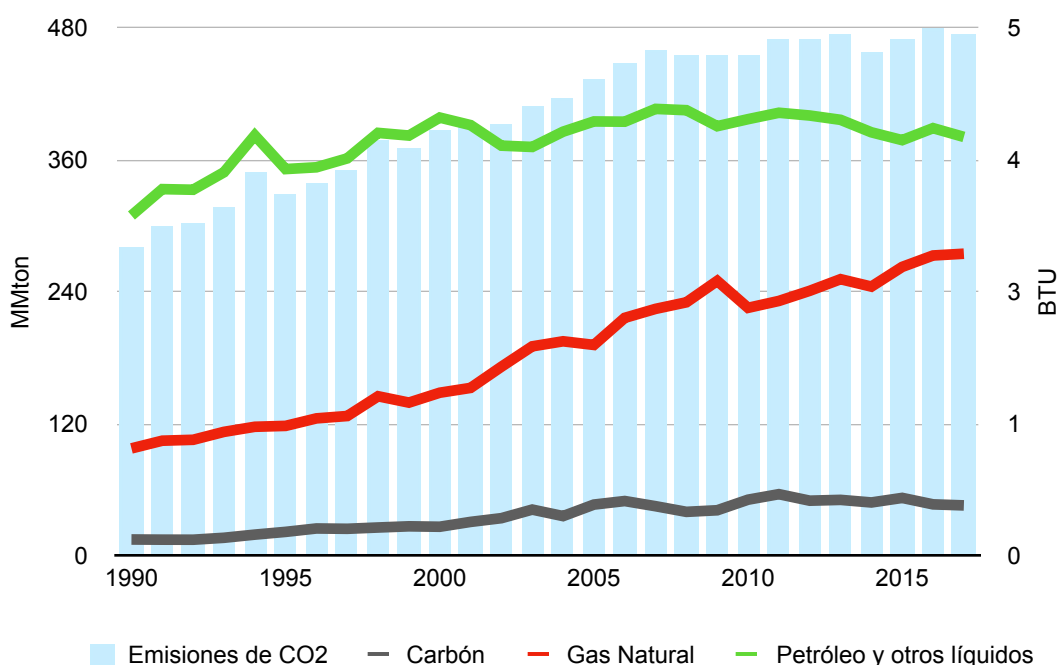
Tabla 4.11 Funciones de las Instituciones y Órganos Reguladores después de la Reforma Energética

Como pudimos observar en los países antes analizados, la ausencia en las alternativas de producción pone en riesgo los precios competitivos a largo plazo. El mercado de gas natural requiere de nuevas tecnologías de exploración y producción para poder reducir costos y generar un beneficio a menores precios para los usuarios.



Gráfica 4.25 PIB y consumo de electricidad por fuente de generación en México

De acuerdo a los datos de la EIA, la electricidad consumida en nuestro país al 2019 tuvo un crecimiento del 166.6% desde 1990; la fuente de dicha electricidad en el año de 1990 estaba dominada por el aceite, pero a partir del 2003 el gas natural es el principal recurso para generar electricidad. En el 2019 el 58.16% de electricidad consumida en México fue generado por gas natural. Así como el consumo de electricidad tuvo un rápido crecimiento, el PIB se comportó de una manera muy similar, ya que al ser un país en desarrollo se prevé que estos dos factores sigan siendo dependientes uno del otro.



Gráfica 4.26 Emisiones de CO₂ y consumo total de combustibles fósiles en México

Ya que nuestro consumo de combustibles fósiles continúa aumentando por el crecimiento del país, las emisiones de CO₂ lo siguen haciendo, aunque de no priorizar el gas natural sobre el carbón, las emisiones serían mayores.

4.3 Infraestructura

México cuenta con la infraestructura que se requiere para completar la cadena de valor del gas natural mencionada en el capítulo 1; como ductos, centros procesadores de gas, terminales de

regasificación y licuefacción. A la par se tienen instituciones gubernamentales que se encargan de vigilar y regular este sector.

En México el gas que se obtiene es una combinación de gas seco importado y de gas seco proveniente directamente de campos. Después de que el gas es producido, va a un centro procesador de gas donde es sometido a procesos de endulzamiento y deshidratación para cumplir con los requerimientos de la NOM-001-SECRE-2010 y poder ser transportado en ductos. En México existen 9 centros procesadores de gas distribuidos cerca de las zonas productoras de gas.

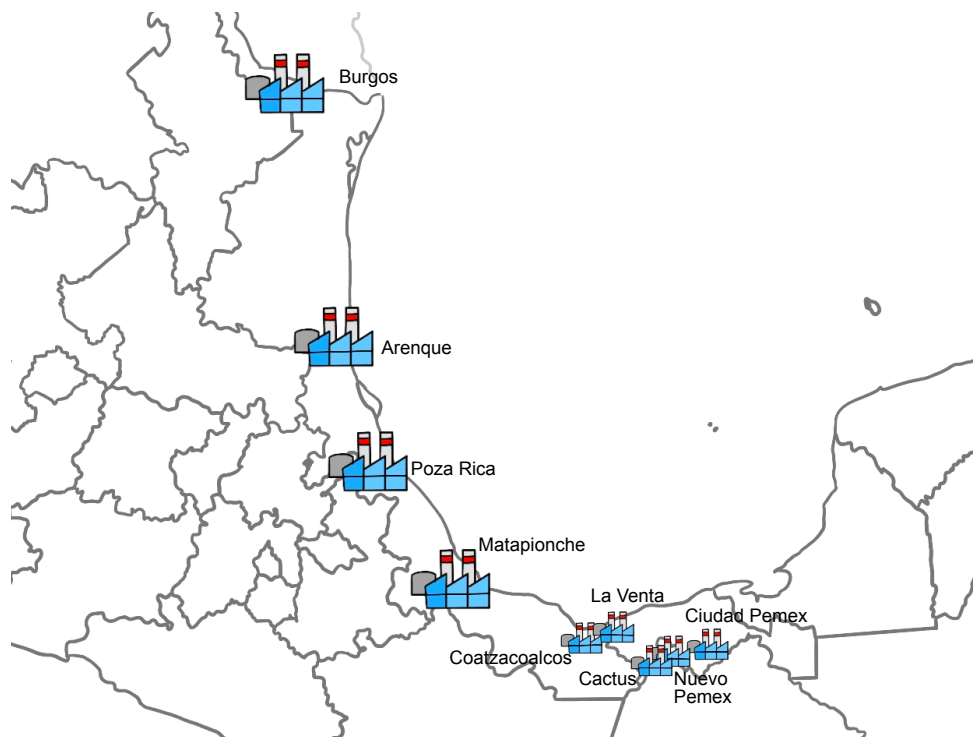


Figura 4.6 Centros Procesadores de Gas

Una vez procesado, es destinado a las actividades operativas de las mismas empresas que realizan este proceso o es inyectado al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) para su comercialización.

El SISTRANGAS es el sistema de transporte más importante en México. Se trata de un conjunto de sistemas interconectados e integrados para efectos tarifarios, mismo que se compone por el

Sistema Nacional de Gasoductos, propiedad de CENAGAS, que funge como sistema central y por 6 sistemas periféricos privados (CNH, 2017). Cuenta con una longitud total de 10,068 km y tiene una capacidad de transporte de aproximadamente 179 MMm³.



Figura 4.7 Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS)

Además del SISTRANGAS, el país cuenta con gasoductos operados por empresas privadas para complementar la distribución y transporte de gas en el país. Al 2019 se contaba con una extensión de 17,210 km de gasoductos.

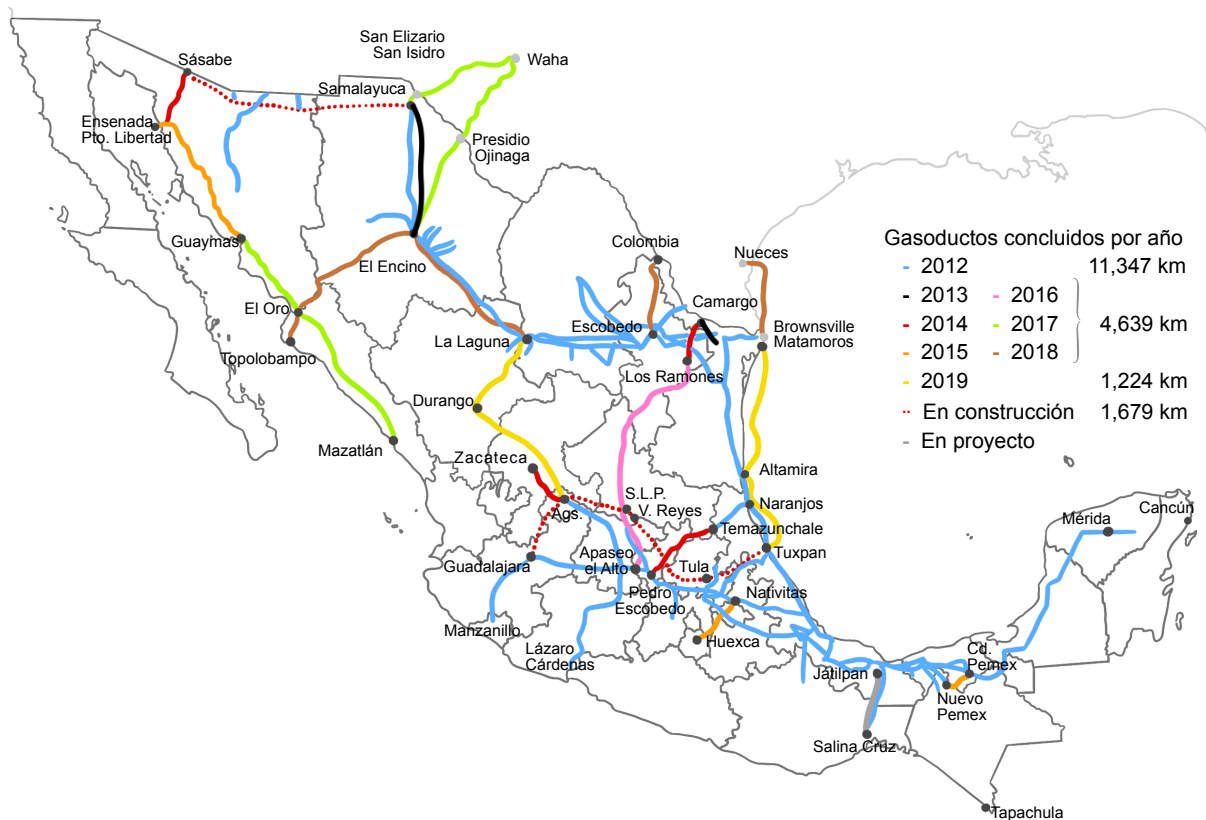


Figura 4.8 Sistema de Gasoductos en México

El gas natural importado de Estados Unidos entra al sistema de gasoductos a través de puntos de internación, ubicados en la frontera norte de nuestro país. El punto de internación en el que se importa el mayor volumen de gas es Camargo; en septiembre del 2020 ingresaron 1,732 MMpcd.

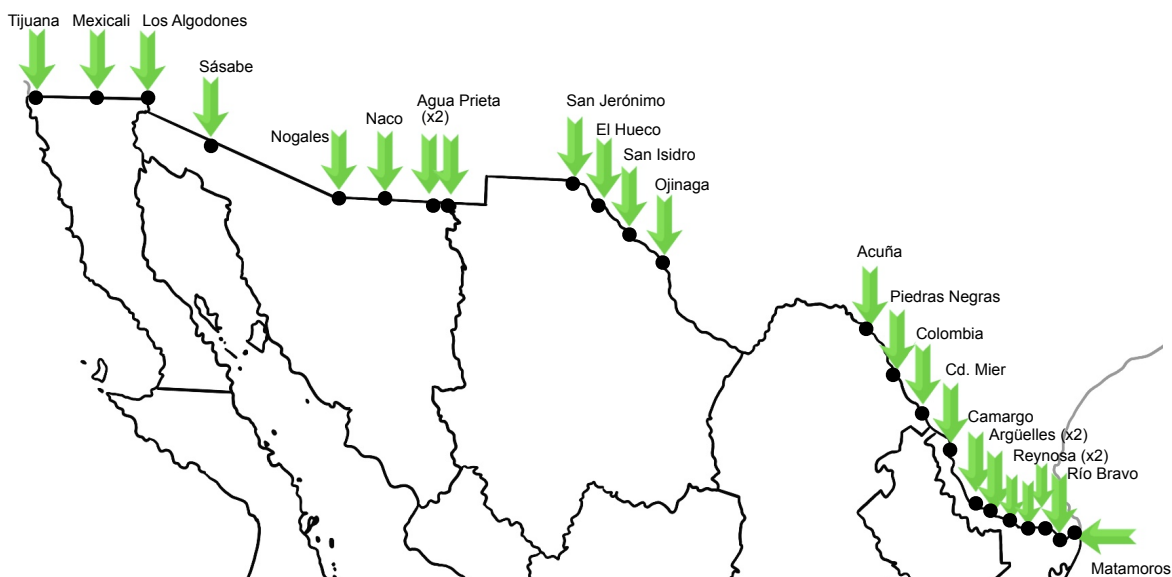


Figura 4.9 Puntos de Internación de gas

La importación también se hace cuando este se encuentra como gas natural licuado y para poder introducirlo a nuestro sistema de gasoductos tiene que ir a una terminal de regasificación donde lo llevarán de estado líquido a gaseoso. Igualmente estas terminales pueden transformar el gas natural a gas natural licuado para su exportación y distribución. México cuenta con 3 terminales funcionando y 2 proyectos aprobados: Altamira, Ensenada, Manzanillo, Puerto libertad y FSRU Pichilingue respectivamente.

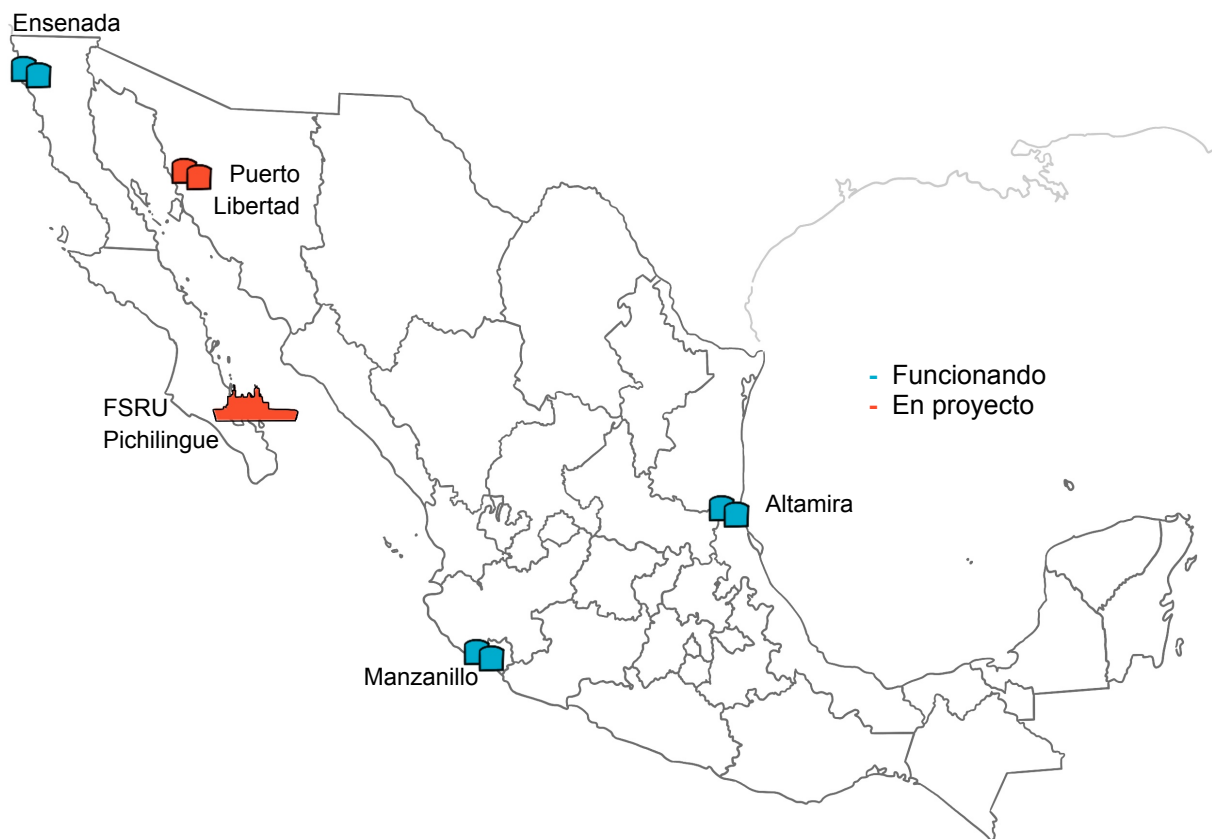


Figura 4.10 Terminales de Regasificación y GNL

4.4 Venta de primera mano

La venta de primera mano es la primera enajenación en territorio nacional que realice PEMEX, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una persona moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos, y dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de

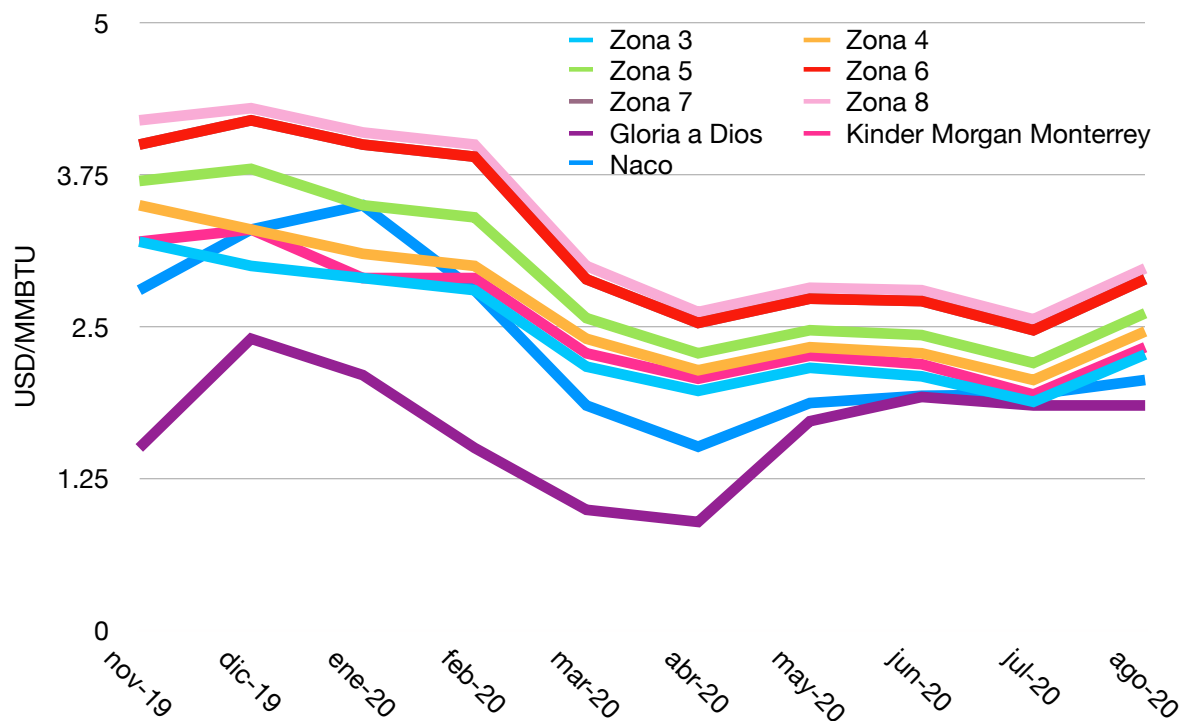
producto importado, ductos de internación o en los puntos de inyección de los hidrocarburos provenientes de manera directa de campos de producción.

Con base en lo establecido en los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios de Transporte de Gas Natural del Sistema Nacional de Gasoductos (TCPS):

- El servicio de Transporte en base firme consiste en la recepción de la cantidad confirmada de gas natural en el punto de recepción más la cantidad que corresponda al cargo por gas natural combustible, hasta la Cantidad Máxima Diaria especificada en el contrato y en la entrega de la cantidad confirmada en los puntos de entrega estipulados en dicho contrato, descontando la cantidad que corresponda al gas natural combustible.
- El servicio de Transporte en base interrumpible, el usuario no requiere reservar capacidad en el sistema, sin embargo, no se asegura al usuario la disponibilidad y el uso de capacidad del mismo y los pedidos respectivos pueden ser objeto de reducciones o suspensiones sin responsabilidad para el CENAGAS.



Figura 4.11 Regionalización por zonas



Gráfica 4.27 VPM por zona desde noviembre de 2019

4.5 Índice de precios de gas natural

El 15 de febrero de 2018 la CRE aprobó la publicación del Índice de Referencia de Precios de Gas Natural (IPGR), que es reflejo del volumen de operaciones de compra-venta efectuadas en el mercado de gas natural y que son reportadas a la CRE por los comercializadores. Su objetivo es dar información de la dinámica de precios de gas natural a los participantes del mercado para identificar oportunidades de inversión en el desarrollo de infraestructura de transporte y distribución y fomentar la competencia de mercado.

Para la publicación de los IPGR, el país se dividió en seis regiones que fueron identificadas a partir de los siguientes elementos:

- Patrones de oferta
- Características de la infraestructura del mercado de gas natural
- Zonas tarifarias
- Flujos del SISTRANGAS

- Proyectos actuales de interconexión y de transporte
- Precios y volúmenes de comercialización en cada entidad federativa

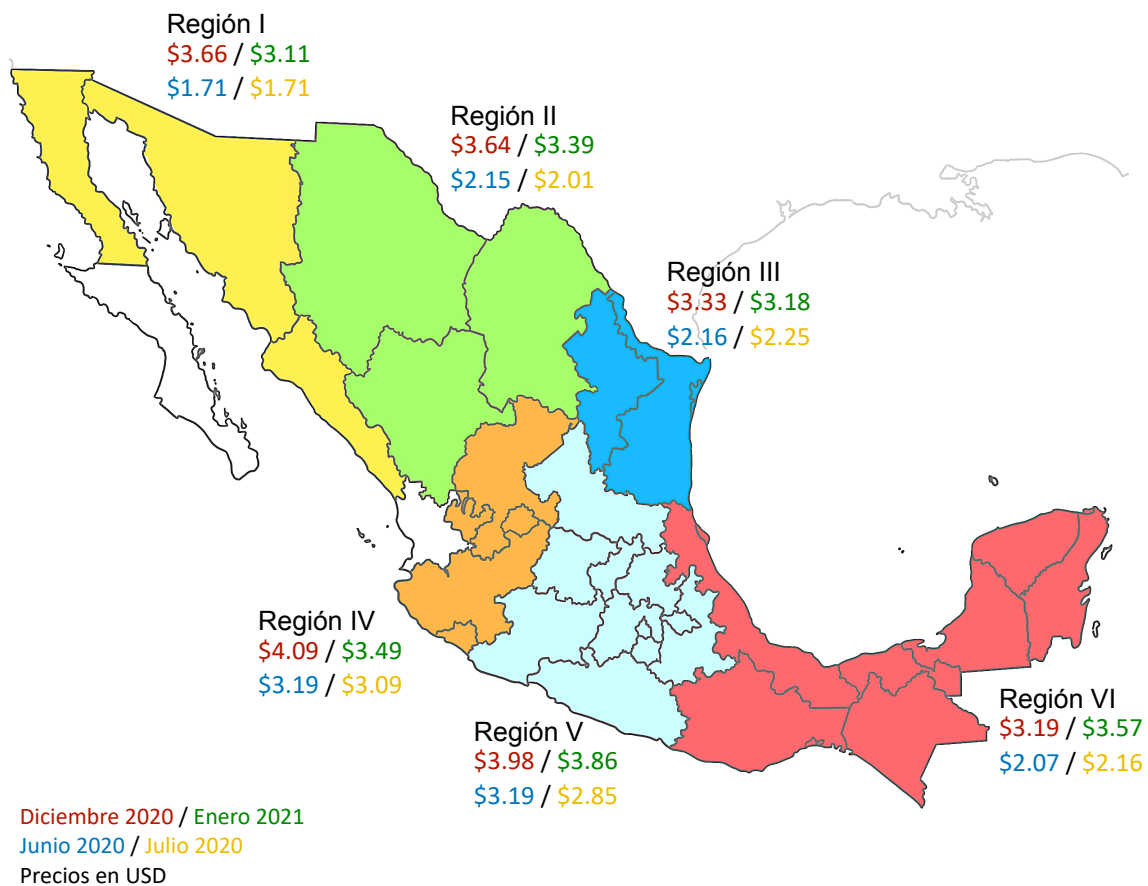


Figura 4.12 Regiones de índice de referencia de precios de gas natural

4.6 Almacenamiento

Como se pudo observar en el análisis del capítulo anterior, para los países importadores el almacenamiento es un aspecto fundamental para poder suministrar gas natural a los consumidores de forma eficiente. Con base en el art. 4 fracción II, de la Ley de Hidrocarburos el almacenamiento es la actividad que consiste en depositar y resguardar GN en depósitos e instalaciones confinadas, que pueden ubicarse en la superficie, el mar, o el subsuelo.

Tipo de almacenamiento	Característica
Estratégico	• Inventarios fijos determinados por el Estado. • Sólo pueden ser utilizados bajo autorización expresa.
Operativo	• Soluciona problemas diarios de suministro. • Administrado por el Gestor Técnico del Sistema.
Comercial	• Creados como decisión comercial para minimizar riesgos y volatilidades.
Yacimientos agotados de hidrocarburos	• Los yacimientos económicamente inviables para la extracción de hidrocarburos pueden ser utilizados para almacenar gas natural. • No existen antecedentes en México.
Domos o cavernas salinas	• Se rige por la Ley Minera. • Existe un antecedente para almacenamiento de Gas LP en Ixhuatlán, Veracruz.
Acuíferos	• Se rige por la Ley de Aguas Nacionales. • No existen antecedentes en México.

Tabla 4.12 Tipos de almacenamiento

México se ha interesado en el almacenamiento en yacimientos agotados de hidrocarburos, por lo que se ha determinado que existe una necesidad de establecer una política pública de uso y aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos económicamente inviables.

Algunas de las ventajas de este tipo de almacenamiento según el gobierno de México son:

- Sus características geológicas, constituyen una opción destacable para el almacenamiento de hidrocarburos, como el gas natural.
- Cuentan con la ubicación que permite su conexión con la infraestructura de gasoductos necesaria para la inyección, extracción y transporte de dicho hidrocarburo de manera eficiente a los usuarios.
- Su régimen está previsto expresamente en el artículo 27 Constitucional, párrafo cuarto, como propiedad de la Nación.

4.7 T-MEC

El 1 de Julio de 2020 entró en vigor el tratado entre México, Estados Unidos y Canadá llamado T-MEC, este sustituyó al TLCAN, el cual se mantuvo vigente por 26 años aproximadamente.

El T-MEC tiene gran relevancia en la política energética especialmente en relación con el mercado actual en México, debido a que los mercados energéticos de los tres países están fuertemente integrados e interconectados.

Como antecedente en el TLCAN los aspectos referentes al mercado energético se planteaban en el capítulo llamado “ Energía y Petroquímica Básica” el cual representó la base para un mercado eficiente norteamericano, haciendo hincapié en la necesidad de fortalecer e incrementar el intercambio de productos y servicios energéticos a través de una liberación gradual y sostenida del sector y crear sectores energéticos competitivos; en cambio en el T-MEC no se cuenta con un capítulo específico de energía, pues este tema se encuentra en distintas partes, especificando que los hidrocarburos son propiedad de la nación mexicana y que la nación tiene el derecho de reformar su constitución y legislación interna. Además se impuso una tarifa cero de importación en el intercambio de productos energéticos y se estableció una excepción para permisos de exportación de conformidad con la Ley de Hidrocarburos.

5. Perspectiva de desarrollo del gas natural en México

Gracias a la información recopilada en los capítulos anteriores, podemos concluir que el gas natural es un recurso indispensable para el desarrollo nacional e internacional, es considerado el combustible de transición del petróleo y sustitución del carbón. Como consecuencia México debe de concentrarse en la exploración, producción, almacenamiento, transporte y distribución de este energético.

En este capítulo presentaremos de forma ordenada algunas propuestas a corto, mediano y largo plazo, que consideramos para el desarrollo de un mercado de gas natural exitoso; tomaremos como referencia a los países industrializados que con éxito han logrado un mercado eficiente y competitivo, adaptándolo a nuestras propias necesidades y circunstancias.

Como punto de partida debemos de tomar en cuenta la enorme dependencia de las importaciones de gas natural, principalmente de Estados Unidos, como efecto de la declinación en la producción de gas en México y del enorme crecimiento en su demanda. Esto genera un gran problema en la seguridad energética del país, teniendo como consecuencia riesgos en el suministro, dejando sin recursos a las empresas de generación eléctrica y a otros sectores productivos; que a su vez perjudican a los consumidores.

A pesar de la problemática política-social existente en nuestro país, contamos con una ventaja sobre los países europeos, pues poseemos una gran cantidad de recursos prospectivos de gas natural, lo que nos brinda la oportunidad de mejorar el mercado. Con la ayuda de nuevos programas para el aumento en la producción nacional se podría cubrir la demanda e incluso exportar los excedentes. La diversificación del mercado es de suma importancia, pues esto significaría tener precios más competitivos; sin embargo a corto plazo, México seguirá siendo importador neto, dependiendo en gran medida del gas proveniente de EUA, obligándonos a mejorar la infraestructura y el almacenamiento que es de vital importancia para la recepción del gas estadounidense.

El primer desafío será entonces el desarrollo de infraestructura que brinde la oportunidad de llevar gas natural desde los campos productores o puntos de internación, para finalmente llegar al consumidor. Del mismo modo es necesario contar con el almacenamiento suficiente que permita satisfacer los cambios en la oferta y la demanda en el mercado, recordando que su comportamiento es estacional, de esta forma se podrá solucionar el problema de seguridad energética y por consiguiente mejorará el suministro, la logística y la volatilidad de los precios. Adicionalmente, creemos importante promover el suministro a zonas del país en donde no se ha podido abastecer de forma idónea el uso del gas natural.

5.1 Propuestas

1. Aprovechar las condiciones de tarifas cero que establece el T-MEC para facilitar el intercambio energético entre los tres países que conforman el tratado, beneficiándose de los bajos costos que ofrece el mercado de gas de los Estados Unidos para satisfacer la demanda nacional que se espera con el desarrollo de México en los próximos años.
2. Apoyar a las Empresas Productivas del Estado sin desestimar la inversión privada, aplicando un marco regulatorio estricto, a fin de que la revocación de permisos sea únicamente cuando comentan alguna infracción, esto para proteger la seguridad energética del país.
3. Dar incentivos, como lo ha hecho China para apoyar el desarrollo de proyectos de gas natural con la finalidad de que compañías mexicanas o extranjeras, se interesen en llevar a cabo programas de exploración y caracterización de yacimientos de gas convencionales y no convencionales. La producción de este recurso se implementaría a mediano o a largo plazo, ya que actualmente la extracción de gas en nuestro país es poco rentable en comparación con los precios de importación que ofrece el mercado estadounidense. Estos proyectos nos permitirán contar con un plan de contingencia que se implementaría cuando el precio del gas estadounidense ya no sea ventajoso por la declinación de su producción.

4. Desarrollar nuevos proyectos de almacenamiento que permitan abastecer al país de 20 a 30 días. Enfocándose principalmente en el almacenamiento subterráneo y superficial, como son las cavernas salinas y los yacimientos agotados, como lo ha hecho exitosamente Alemania con sus 51 instalaciones de almacenamiento subterráneo que equivalen a 80 días promedio de suministro.

Como pudimos notar en fechas recientes, nuestro país al ser dependiente de las importaciones de gas natural de Estados Unidos, específicamente del estado de Texas, al presentarse alguna interrupción en el suministro de gas causará un desabasto en el país y ocasionará que la generación de electricidad sea suspendida, es por esto que la integración de Almacenamiento Subterráneo al SISTRANGAS brindaría la oportunidad de que este cuente con inventarios operativos.

Una de las propuestas que se plantean es almacenar gas natural en yacimientos agotados, CENAGAS propuso 4 campos llamados; Acuyo, Brasil, Jaf y Saramako.



Figura 5.13 Mapa de campos propuestos por CENAGAS

Consideramos que la mejor opción es el campo Brasil, debido a su localización, ya que la cercanía con Estados Unidos permitiría un almacenamiento eficiente, así mismo esta es la zona en donde México tiene mayor potencial de producir gas. Este fue explotado por PEMEX desde 1949 hasta 2006, con un total de 58 pozos perforados.

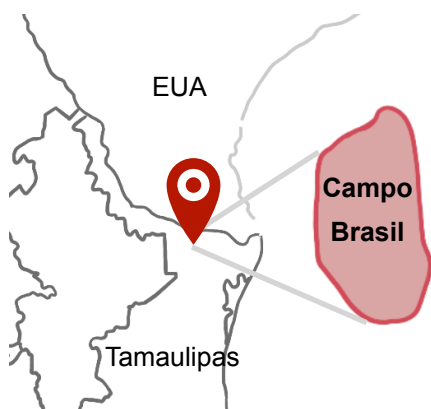


Figura 5.13 Ubicación del Campo Brasil

Concepto	Característica
Localización	Tamaulipas, México
Superficie	39,270 km
Profundidad	2,112 - 4,000 m

Tabla 5.13 Características del campo Brasil
Fuente: Gobierno de México

- Desarrollar nuevos proyectos de infraestructura con el fin de asegurar la disponibilidad de gas natural en todo el país, mediante gasoductos u otros medios en zonas alejadas y de difícil acceso para suplir la demanda energética en los sectores eléctrico, industrial y residencial.

Las zonas que consideramos se beneficiarían de esta propuesta son:

- Quintana Roo

Este estado presenta un gran potencial para el desarrollo de un gasoducto que pueda abastecer de gas natural a la región, ya que actualmente no se cuenta con ninguno y las necesidades del mismo son altas. Es el estado con mayor turismo del país y con la tasa de crecimiento poblacional más elevada en el último año de acuerdo al INEGI.

La implementación de una extensión a Cancún del gasoducto en construcción Mayakán que llega a Yucatán, posibilitaría el abastecimiento de la demanda actual y el crecimiento que se prevé tenga por el turismo en el estado de Quintana Roo, además de atraer nuevas oportunidades de inversión en otras industrias.

- Baja California y Baja California Sur

En los últimos años la industria manufacturera en Baja California ha crecido considerablemente, la mayoría de los productos fabricados en el estado son exportados a los Estados Unidos. Por otra parte, Baja California Sur sigue ganando interés turístico en especial de los estadounidenses y recientemente ha habido desarrollo de viviendas y desarrollos de infraestructura que han contribuido al crecimiento económico del estado.

A pesar de su crecimiento, los dos estados se encuentran aislados de los gasoductos interconectados existentes del país, así como de la red de energía eléctrica de CFE. Consideramos que incluirlos eventualmente a estos sistemas es necesario para garantizar que se cubra el total de la demanda de gas natural y de electricidad que representan las crecientes industrias en ambos. El PRODESEN 2016-2030 contempla unir solo a Baja California al Sistema Interconectado Nacional Eléctrico.

Para asegurar el suministro y disponibilidad de gas natural sugerimos que se conecte Baja California con el resto de los gasoductos interconectados del país y que Baja California Sur haga uso del nuevo proyecto en desarrollo de Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) ubicado en Pichilingue, La Paz para ingresar gas natural al estado, además de hacer uso de gasoductos virtuales para asegurar el abastecimiento del recurso en la región.

- Nayarit y Jalisco

La infraestructura de gas es limitada en esta región del país y actualmente los gasoductos abastecen al área de Guadalajara por su importancia industrial, pero las zonas turísticas de ambos estados como Sayulita, Punta Mita, Puerto Vallarta y Nuevo Vallarta podrían beneficiarse de gasoductos virtuales que se abastezcan del gasoducto que llega a Mazatlán para asegurar la disponibilidad del gas natural.

- Guerrero y Oaxaca

Ya que Guerrero y Oaxaca no cuentan con gasoductos que distribuyan el recurso en toda la región, el crecimiento industrial se ha visto limitado, una opción para resolver la falta de acceso al gas natural sería a través de gasoductos virtuales, empezando por las zonas que se verían mas beneficiadas como lo son Acapulco, Taxco, Ixtapa, Puerto Escondido y Mazunte. La llegada de abastecimiento de gas permitiría un desarrollo industrial en el área y en consecuencia crecimiento económico de la región, apoyando la propuesta gubernamental del gobierno de fomentar el desarrollo del sureste mexicano.

6. Para desarrollar un programa de diversificación en las importaciones de GNL se podría implementar un modelo de subastas de contratos a largo plazo de suministro de gas por parte de la empresa productiva del Estado y de los contratistas con los grandes usuarios, otorgando las condiciones de certidumbre financiera. Para esto se requerirá la creación de un mercado organizado, como actualmente se tiene en países europeos como Alemania. Por último es importante tener algún respaldo de gas natural, debido a los problemas estacionales que se presentan, analizando a detalle los costos por importación de otros países, para esto debemos de contar con la capacidad de almacenamiento suficiente, que nos permita tener reservas disponibles, para satisfacer la demanda de los usuarios.
7. Mientras que otros países han intentado eliminar el uso de carbón, en México a aumentado desde 1990. Apegándonos a las nuevas disposiciones ambientales por el cambio climático podríamos disminuir las emisiones de carbón, migrando al gas natural en el sector industrial y eléctrico, ya que este tiene una mayor eficiencia y emite menores contaminantes, así se cumplirían los acuerdos internacionales en los que México es participe.
8. México al igual que los países Europeos es fuertemente dependiente de las importaciones de gas natural; sin embargo, la Unión Europea se ha interesado en la diversificación de su matriz energética, tratándose de independizar del gas Ruso, esto ocasiona una mayor seguridad energética, que les permite abastecer su demanda a menores precios.

La importaciones de las que dependemos son principalmente de Estados Unidos y al no tener una buena capacidad de almacenamiento que nos de seguridad energética, es importante tener un plan de contingencia para prevenir la falta de abastecimiento de gas para la generación de energía eléctrica, como se dio en febrero de este año.

Proponemos que la diversificación de la matriz energética puede ser la solución, buscando que México cuente con varias fuentes de generación de energía eléctrica como lo hacen la mayoría de países europeos con el fin de eliminar la dependencia energética de un solo combustible de Estados Unidos y así poder cumplir con el aumento de la demanda de electricidad que se prevé con el desarrollo del país.

Nuestro país solo cuenta con una central eléctrica de energía nuclear y siguiendo el ejemplo de Francia, la implementación de otra central nuclear eléctrica favorecería en la seguridad energética. Así mismo, la implementación de mayor uso de energías renovables en función de una planeación adecuada del sistema eléctrico que determine si existe la capacidad disponible para transmitir energía, como lo han hecho la mayoría de los países analizados en los años recientes, reforzaría nuestra independencia energética, pero esto no significa abandonar al gas natural, ya que en caso de que las energías renovables no puedan cumplir con la demanda o fallen en su funcionamiento por diversas condiciones climáticas, el gas natural puede suplirlas para cumplir con la energía necesaria. Además no podemos omitir las razones por las cuales el mundo lo ha favorecido como su bajo costo, alta eficiencia y las bajas emisiones de CO₂ que produce en comparación con las otras opciones fósiles.

Bibliografía

- Fan, L., Martin, R., Thompson, J., Atwood, K., Robinson, J., & Lindsay, G. (2011, November 15). An Integrated Approach for Understanding Oil and Gas Reserves Potential in Eagle Ford Shale Formation. [Onepetro.org; OnePetro. https://doi.org/10.2118/148751-MS](https://doi.org/10.2118/148751-MS)
- Lajous, A. (1994). EL MERCADO DE GAS NATURAL Y SU REGULACIÓN. <https://core.ac.uk/download/pdf/286780318.pdf>
- Moreno, I. M. (1988). Panorama del Gas Natural en los Países Industrializados. Problemas Del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía, 19(75). <https://doi.org/10.22201/iiec.20078951e.1988.75.35449>
- Vasiliev, L. L., Kanonchik, L. E., Mishkinis, D. A., & Rabetsky, M. I. (2000). Adsorbed natural gas storage and transportation vessels. International Journal of Thermal Sciences, 39(9-11), 1047–1055. [https://doi.org/10.1016/S1290-0729\(00\)01178-9](https://doi.org/10.1016/S1290-0729(00)01178-9)
- Vásquez, A., Raúl, C., Carpio, G., Ruiz, E., & Lima, M. (2013). Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural OFICINA DE ESTUDIOS ECONÓMICOS DOCUMENTO DE TRABAJO No 30. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_30.pdf
- Yuliusman, Nasruddin, Sanal, A., Bernama, A., Haris, F., & Hardhi, M. (2017). Improved of Natural Gas Storage with Adsorbed Natural Gas (ANG) Technology Using Activated Carbon from Plastic Waste Polyethylene Terephthalate. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 75, 012018. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/75/1/012018>
- Caribe, C. E. para A. L. y el. (1999). La industria del gas natural y su regulación en América Latina. In www.cepal.org. CEPAL. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/12182-la-industria-gas-natural-su-regulacion-america-latina>
- Caribe, C. E. para A. L. y el. (2013). Dilema del suministro de gas natural en México. In www.cepal.org. CEPAL. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/4927-dilema-suministro-gas-natural-mexico#:~:text=El%20r%C3%A1pido%20aumento%20de%20la>

- EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL GAS NATURAL EN MÉXICO (n.d.). Retrieved May 19, 2021, from http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx/bitstream/handle/123456789/1703/Evolucion_Gas_Natural.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- IEA. (2020). World Energy Outlook 2020 – Analysis. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- Mundo, S. (2019). Rusia es el segundo suministrador de GNL a la UE. Sputnik Mundo. <https://mundo.sputniknews.com/20190812/rusia-es-el-segundo-suministrador-de-gnl-a-la-ue-1088347807.html>
- Natural Gas Processing: The Crucial Link Between NG Production & Its Transportation to Market. (n.d.). [Www.eia.gov](http://www.eia.gov). <https://www.eia.gov/naturalgas/articles/ngprocessindex.php#:~:text=Full%20report->
- Prospectiva de gas natural. (2017). https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/286233/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf
- Solís, A. (2019, August 27). México puede producir más gas natural y abatir dependencia con EU • Uncategorized • Forbes México. Forbes México. <https://www.forbes.com.mx/mexico-puede-producir-mas-gas-natural-y-abatir-dependencia-con-eu/>
- Underground Natural Gas Storage. (n.d.). Home. Retrieved May 19, 2021, from <https://energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-storage>
- Villar, J., Joutz, F., Trapmann, W., Kirkendall, N., Sweetnam, G., Conti, J., & Kydes, A. (2006). Energy Information Administration, Office of Oil and Gas. http://aceer.uprm.edu/pdfs/CrudeOil_NaturalGas.pdf
- Acordagoitia Sánchez, D. (2014). Mercados europeos del gas : Alemania y España, en búsqueda de sinergias en sus estrategias comerciales. Repositorio.comillas.edu. <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/392>
- Apergis, N., & Payne, J. E. (2010). Natural gas consumption and economic growth: A panel investigation of 67 countries. Applied Energy, 87(8), 2759–2763. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.01.002>
- Serna Hernández, L. D. (2018, March). Futuro del gas natural en China. <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/25773/>

Futuro%20del%20mercado%20de%20gas%20natural%20en%20China.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- BP. (2020). Statistical Review of World Energy. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Brito, D. L., & Rosellón, J. (2003). Regulación de las actividades de comercialización de gas en México. Estudios Económicos de El Colegio de México, 15–35. <https://doi.org/10.24201/ee.v18i1.189>
- Chapman, K. (2004, November 1). A geographical perspective on the natural gas supply industry in the United Kingdom. [Openaccess.nhh.no](https://openaccess.nhh.no). <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/handle/11250/166488>
- Chen, Y., Song Chua, W., & Koch, T. (2020). Day-ahead high-resolution forecasting of natural gas demand and supply in Germany with a hybrid model. Applied Energy, 262, 114486. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114486>
- De, P., De L'energie, & Finon, D. (2001). French gas industry in transition : Breach in the public service model. https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/34/056/34056192.pdf
- Energía, S. de. (2020, December). Prontuario Estadístico 2020. [Gob.mx](https://www.gob.mx/sener/es/articulos/prontuario-estadistico-2020?idiom=es). <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/prontuario-estadistico-2020?idiom=es>
- EsnaultB. (2003). The need for regulation of gas storage: the case of France. Energy Policy, 31(2), 167–174. [https://doi.org/10.1016/s0301-4215\(02\)00021-6](https://doi.org/10.1016/s0301-4215(02)00021-6)
- Evolución y Perspectiva del Sector Energético en México. (1970). <https://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0512001.pdf>
- Farhani, S., Shahbaz, M., & Mafizur Rahman, M. (2014). Natural gas consumption and economic growth in France: Evidence for the role of exports, capital and labor. http://www.ipagcn.com/wp-content/uploads/recherche/WP/IPAG_WP_2014_226.pdf
- Fosco P-M., C., & Saavedra P., E. (2003, September). Mercados de Gas Natural: Ánalysis Comparado de la Experiencia Internacional. <https://fen.uahurtado.cl/wp-content/uploads/2010/07/inv150.pdf>

- GESTIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN MÉXICO. (n.d.). Retrieved May 19, 2021, from http://cidac.org/esp/uploads/1/Gestio_n_de_gas_natural_en_Me_xico_-_191013.pdf
- Global Gas Report 2020. (n.d.). IGU. Retrieved May 19, 2021, from <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2020/>
- Gonzalo Escribano. (2021). Seguridad Energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE. [Realinstitutoelcano.org](http://www.realinstitutoelcano.org). http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/dt33-2006
- Gullo, D., & Tuñón, J. (2009). El gas ruso y la seguridad energética europea: interdependencia tras la crisis con Georgia y Ucrania. *Revista CIDOB d' Afers Internacionals*, 177–199. <https://www.raco.cat/index.php/RevistaCIDOB/article/view/164492>
- Hahn, E. (2019, October 9). Difference Between LPG and Natural Gas - LPG vs Natural Gas - Is Propane Natural Gas | Butane | Methane | LNG | CNG. [Elgas.com.au](https://www.elgas.com.au). <https://www.elgas.com.au/blog/486-comparison-lpg-natural-gas-propane-butane-methane-lng-cng>
- Lajous, A. (n.d.). México: producción y reservas de petróleo y gas natural. [Forointernacional.colmex.mx](https://forointernacional.colmex.mx). Retrieved May 19, 2021, from <https://forointernacional.colmex.mx>
- Liberación de la Industria del Gas Natural. (2003). https://www.bbvaresearch.com/wp-content/uploads/mult/0312_SPropuestasMexico_30_tcm346-188233.pdf
- Loewy, D. (2002). Almacenamiento subterráneo de gas natural. [Www.academia.edu](https://www.academia.edu). https://www.academia.edu/29545311/Almacenamiento_subterr%C3%A1neo_de_gas_natural
- Loredó Quiroga, B. (2014, June 13). Análisis de los mercados de derivados de gas natural en Europa - 1Library.Co. 1library.co. <https://1library.co/title/analisis-de-los-mercados-de-derivados-de-gas-natural-en-europa>
- Márquez, M. H. (1988). La Industria del Gas Natural en México. *Problemas Del Desarrollo*, 19(75), 39–67. <https://www.jstor.org/stable/43907492?seq=1>
- PEMEX. (n.d.). Hoja de Datos de Seguridad Gas Natural. Retrieved May 19, 2021, from <http://43.240.66.158/Download/073605.pdf>

- Price, C. (1997). Competition and regulation in the UK gas industry. *Oxford Review of Economic Policy*, 13(1), 47–63. <https://doi.org/10.1093/oxrep/13.1.47>
- Rafael, M. C., Walter, R. M., & Juan, V. N. (2021). Analisis comparativo de riesgos social y ambiental de gas natural / gas LP teniendo como escenario una colonia de la zona metropolitana de Guadalajara. *Cetem.gov.br*. <https://doi.org/8572272364>
- Sánchez, R. F. (2008). Gas y Gazprom: problemas internos, estrategia internacional y seguridad energética. *Papeles Del Este: Transiciones Poscomunistas*, 16, 4. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2508124>
- SEGOB. (n.d.). NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa). *Www.dof.gob.mx*. Retrieved May 19, 2021, from [http://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm#:~:text=de%20emergencia%20severa\)-](http://www.dof.gob.mx/normasOficiales/3997/sener/sener.htm#:~:text=de%20emergencia%20severa)-)
- SEGOB. (2013, September 30). DOF - Diario Oficial de la Federación. *Dof.gob.mx*. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5315762&fecha=30/09/2013
- SENER. (2017). Prospectiva de gas natural. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284343/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf
- Telly, A., Recorder, B., Méndez Vázquez, L., Rivera Blanco, F., Hernández Ávila, N., & López Sarabia, P. (2006). Situación del Gas Natural y Gas Licuado del Petróleo en México: Un Análisis Comparativo. https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/574270/DocsTec_4202.pdf?sequence=1
- Turismo, S. de. (2020, July 8). PROGRAMA SECTORIAL DERIVADO DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2019-2024. *Gob.mx*. <https://www.gob.mx/sectur/documentos/programa-sectorial-derivado-del-plan-nacional-de-desarrollo-2019-2024>
- Tveteras, F. A. (2001). Market integration for natural gas in Europe. *International Journal of Global Energy Issues*, 16(4), 300–312. https://econpapers.repec.org/article/idsijgeni/v_3a16_3ay_3a2001_3ai_3a4_3ap_3a300-312.htm
- Webber, C. (n.d.). The Evolution of the Gas Industry in the UK. <https://www.iapg.org.ar/WGC09/admin/archivosNew/Special%20Projects/3.%20IGU%20GMI%20Guidelines/>

[3.%20IGU%20GMI%20Guidelines%20FINAL%20-%20CD%20contents/
UK%20Gas%20Market.pdf](https://www.gob.mx/sener/es/articulos/plan-quinquenal-sistrangas-2020-2024-256590?idiom=es#:~:text=La%20Secretar%C3%ADa%20de%20Energ%C3%ADa%20aprueba)

- Boyun Guo, & Ghalambor, A. (2016). Natural gas engineering handbook. Gulf Pub.
- Energía, S. de. (2020). Plan Quinquenal SISTRANGAS 2020 - 2024. [Gob.mx](https://www.gob.mx/sener/es/articulos/plan-quinquenal-sistrangas-2020-2024-256590?idiom=es#:~:text=La%20Secretar%C3%ADa%20de%20Energ%C3%ADa%20aprueba). <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/plan-quinquenal-sistrangas-2020-2024-256590?idiom=es#:~:text=La%20Secretar%C3%ADa%20de%20Energ%C3%ADa%20aprueba>
- Enrique Borrás Brucart. (1987). Gas natural : características, distribución y aplicaciones industriales. Editores Técnicos Asociados, DL.
- Serna Hernández, L. D. (2018, March). Futuro del gas natural en China. <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/25773/Futuro%20del%20mercado%20de%20gas%20natural%20en%20China.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- American Petroleum Institute (API). (2015). *Natural Gas Supply Chain*. API Energy Infrastructure. <https://energyinfrastructure.org/-/media/energyinfrastructure/images/about-us-ei/supply-chain-and-production/natural-gas-supply-chain-vs-2.pdf?la=en&hash=71E7298DE6CAA8CDA2B5E4F6D4EAB08F2C26F7E>
- BP. (2020). *Statistical Review of World Energy*. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. (n.d.). *Instruments used to secure gas supply*. [Www.bmwi.de](https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/gas-instruments-used-to-secure-gas-supply.html). Retrieved November 7, 2020, from <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/gas-instruments-used-to-secure-gas-supply.html>
- Gas Infrastructure Europe. (2018). Storage Map 2018. In *Gas Infrastructure Europe*. Gas Infrastructure Europe. https://www.gie.eu/download/maps/2018/GIE_STOR_2018_A0_1189x841_FULL_FINAL.pdf
- International Energy Agency. (n.d.). *Gas - Fuels & Technologies*. IEA. Retrieved July 14, 2020, from <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas>
- León, J. de C. y. (n.d.). *Red de gasoductos de España*. [Energia.jcyl.es](https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/gasoductos-espana.html). Retrieved September 22, 2020, from <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/gasoductos-espana.html>

- Montoya, A., Núñez, G., Rodríguez, F., & Barrera, S. (2019). *Balance Nacional de Energía 2018*. Gob.mx; Secretaría de Energía. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- Petróleos Mexicanos. (2020). Anuario estadístico 2019. In *pemex*. https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2019.pdf
- SENER. (2016). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/98308/PRODESEN-2016-2030_1.pdf
- U.S. Energy Information Administration. (n.d.). *International - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Wwww.eia.gov. Retrieved October 23, 2020, from <https://www.eia.gov/international/overview/world>
- World bank. (2020). *GDP (current US\$) | Data*. Worldbank.org. <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>

Glosario

- **Bid week:** Son los cinco días inmediatamente anteriores al primero del mes; durante esta semana todas las posiciones financieras deben cerrarse, estas sirven como coberturas para transacciones físicas de gas natural que deben convertirse en suministros físicos. La actividad comercial durante esta semana es la base del índice de precios publicados en la FERC.
- **Combustibles:** Se le conoce así a los hidrocarburos desde el metano hasta el heptano y en ocasiones componentes más pesados.
- **Comunidad de Estados Independientes (CEI):** Fue establecida el 8 de diciembre de 1991 por los líderes de la República de Bielorrusia, y la Federación de Rusia y Ucrania, quienes firmaron el Acuerdo sobre su creación; los países que la conforman son: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Kazajistán, Kirguistán, Moldavia, Rusia, Tayikistán, Uzbekistán.
- **Contaminantes:** Se le conoce así a aquellos elementos presentes en el gas natural que pueden ocasionar daño como corrosión en las instalaciones de almacenamiento y transporte; por lo tanto estos deben ser eliminados o controlados, pues también pueden provocar problemas de impacto ambiental. Ejemplo de contaminantes son: azufre, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, etc.
- **Cost plus:** Se basa en el cálculo del rendimiento de un producto. A través del análisis de costes de adquisición de cada producto, se establece un margen de beneficio deseado y se suma hasta obtener el precio de venta.
- **Diluyente:** Se le considera así a los compuestos inertes, que tienen como principal característica la disminución del poder calorífico del gas natural. Ejemplo de diluyentes son: nitrógeno, oxígeno, xenón, dióxido de carbono, etc. El gas natural debe de tener ciertas características que serán explicadas con mayor detenimiento en el capítulo 4 para poder ser

transportado y posteriormente comercializado; debido a esto en algunas ocasiones los diluyentes deberán ser eliminados para cumplir con la especificaciones requeridas.

- EIA: Energy Information Administration (Administración de Información de la Energía)
- Etilenglicol: Es una sustancia líquida sintética que absorbe agua. No tiene olor, pero tiene un sabor dulce.
- Gases Ácidos: Se le conoce así a los gases que contienen contaminantes, ocasionando que su comerciabilidad disminuya y por lo tanto requieren de ciertos tratamientos para poder producirlos, transportarlos y comercializarlos. Los contaminantes más comunes son el azufre y el gas carbónico.
- Gas Asociado: Se le conoce así al gas que se encuentra disuelto en el aceite. En este tipo de yacimientos la fase líquida se encuentra saturada de gases, que logran desprenderse durante la perforación y extracción del hidrocarburo. El contenido de metano en el gas asociado es mayor que el de los gases no asociados, por lo tanto cuentan con cantidades significativas de propano, butano, pentano y hexanos; debido a estas características es una fuente primordial para la obtención de gas licuado.
- Gas Libre: Se le conoce así al gas que se encuentra separado del aceite, esto se puede deber a que su formación fue independiente a la del aceite o por que la relación gas-aceite RGA tiene un valor significativo y por lo tanto se le puede considerar como un yacimiento de gas con poca cantidad de aceite.
- Gases Licuados de Petróleos (GLP): Se le conoce así a las fracciones de gas natural que pueden licuarse, como el propano y butano; estas se pueden obtener mediante plantas de gas o en refinerías. Estas fracciones son mantenidas en estado líquido a presiones bajas y temperatura ambiente.

- Gas Natural Licuado: Se le conoce así a la conversión del gas natural en líquido, esto se logra a temperaturas bajas y presiones altas. El objetivo principal de este procesamiento es contraer el volumen del gas permitiendo su almacenamiento en distintos tipos de transportes como buque tanque o carro tanque.
- Glicol: Los glicoles son un tipo de compuesto químico que contiene dos grupos hidroxilos (grupos -OH) que resultan de la reacción del agua con el óxido de etileno. En general, se presentan en forma de líquido claro, transparente, inodoro y de baja volatilidad. Además, los glicoles de poco peso molecular son totalmente miscibles en agua y la mayoría cuentan con una gran capacidad para disolverse en casi todos los compuestos orgánicos.
- IEA: International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
- Índice de Wobbe: Razón entre el poder calorífico del gas y la raíz cuadrada de la densidad del mismo gas. Sirve para medir la energía de combustión expulsada por diferentes combustibles.
- Mercaptano: Gas incoloro compuesto de carbono, hidrógeno y azufre, con un olor fuerte y desagradable, que es añadido al gas natural para darle olor.
- NOC'S: National Oil Companies (Compañías Paraestatales de Petróleo)
- OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
- PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Electrico Nacional
- Reserva probada: Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las

actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.

- Retención de líquido: retención del líquido hace referencia a una estructura capaz de soportar la carga hidrostática del líquido, con su temperatura y densidad correspondiente.
- Torre de absorción: torre de platos que trabaja a muy altas presiones, en donde el gas entra por la parte inferior o el fondo de la misma y en sentido contrario se hace pasar la solución de MDE o de TEG pobre. El gas limpio saldrá por la cabeza de la torre, mientras que la amina o el glicol salen por la base del mismo, para su posterior regeneración.
- Torre regeneradora: consiste en una torre de platos por donde la solución de amina o glicol rico desciende en dirección contraria a los vapores de agua ascendentes, ya que se han convertido en sustancias pobres son dirigidos a un mezclador para eliminar cualquier residuo presente y así volverlos a utilizar en la torre de absorción.
- Trader: Un individuo que se encarga de comprar y vender activos financieros en cualquier mercado para él o para otras personas.
- Tuberías de distribución interestatales: Son las tuberías que cruzan las fronteras estatales para transportar el gas natural en varios estados.
- Tuberías de distribución intraestatales: Son las tuberías que operan solo dentro de los límites territoriales de los estados.