



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

**GAS NATURAL EN MÉXICO, INFRAESTRUCTURA ACTUAL Y NUEVOS
PROYECTOS, UNA REVISIÓN DEL ESTATUS ACTUAL DEL PAÍS.**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
LIC. RICARDO GUERRERO ORTIZ

TUTORES PRINCIPALES
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DRA. KARINA SUÁREZ ALCÁNTARA
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES EN MATERIALES

CIUDAD DE MÉXICO, AGOSTO 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: DR. FRANCOIS LACOUTURE JUAN LUIS

SECRETARIO: DR. RODRÍGUEZ PADILLA VÍCTOR

1ER. VOCAL: DRA. SUÁREZ ALCÁNTARA KARINA

2DO. VOCAL: DRA. GONZÁLEZ DÍAZ ABIGAIL

3ER. VOCAL: DR. BELTRÁN MORALES ALBERTO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

TUTORES DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO DRA. KARINA SUÁREZ ALCÁNTARA

Agradecimientos Institucionales

Agradezco a la UNAM, mi alma mater y a la Facultad de Ingeniería, por haberme brindado la oportunidad de estudiar la maestría en ingeniería durante estos dos años y medio, las cuales me formaron, así como por todas las experiencias que me ha dado, los amigos que me dio, las risas, los llantos y las buenas aventuras que viví pese a la pandemia que se presentó.

De igual manera, agradecer a CONACYT, por el proyecto en Ciencia Básica 251347-Alanatos convencionales y no convencionales para almacenamiento de hidrógeno, proyecto en el que inicié mi proyecto de tesis, pero debido a la pandemia COVID-19 no pude continuarlo.

Agradecer a la Dra. Cecilia por ser mi tutora de acompañamiento desde el inicio de mis estudios y haberme apoyado en cada etapa de mi proyecto inicial, así como el proceso de cambio de tema.

Agradecer también al Dr. Martín por haberme apoyado en mi proyecto inicial titulado: “Simulación numérica de transferencia de masa y calor del sistema MgH_2 ”, así como el cambio de tema por cuestiones de la pandemia.

Agradecer a la Dra. Karina quien me ha apoyado desde mi formación de licenciatura con el proyecto titulado: “Producción de $NaAlH_4$ por molienda mecánica de los precursores NaH y Al proveniente del reciclaje de latas de refresco” y ahora con el proyecto de tesis de maestría.

A mi jurado conformado por:

Dr. Francois Lacouture Juan Luis

Dr. Rodríguez Padilla Víctor

Dra. Suárez Alcántara Karina

Dra. González Díaz Abigail

Dr. Beltrán Morales Alberto

Agradecimientos y dedicatorias

A mis compañeros de la maestría con quienes pese a la pandemia formé buenas amistades que aún perduran.

Agradezco a la Mtra. Fabiola Rodiles y al Ing. Luis Fernández por iniciarme en el mundo de evaluación de proyectos energéticos y buscar un trabajo en el sector.

También quiero agradecer a mis padres que me apoyaron al inicio, durante y al final de la maestría con el cambio de residencia y ante todas las dificultades que se presentaron durante este viaje.

Agradezco a mis compañeras Gabriela Sánchez e Isela Rojas por el apoyo brindado en materia de gas natural como especialistas del sector, así como Arely Reyes por brindarme su apoyo en torno al tema de la CRE.

Finalmente agradezco a mis amigos Neyra, Nacho y Misael que me apoyaron en este largo camino de la maestría y que no dejaron que me quedara en el camino.

Participaciones

Artículos en los que he tenido participación en los últimos años:

- Suárez-Alcántara, K., Tena-Garcia, J. R., Casillas-Ramírez, A., Poiré de la Cruz, D.A., & Guerrero-Ortiz, R. (2021). **LiAlH₄-ZrCl₄ mixtures for hydrogen release at near room temperatura.** International Journal of Hydrogen Energy.
- Suárez-Alcántara, K., Tena-Garcia, J. R., & Guerrero-Ortiz, R. (2019). **Alanes, a comprehensive review.** Materials. MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/ma12172724>
- R. Guerrero-Ortiz, J.R. Tena-García, A. Flores-Jacobo, K. Suárez-Alcántara, **From the can to the tank: NaAlH₄ from recycled aluminum,** International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 36, 2019, Pages 20183-20190, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.06.033>.

Tabla de contenido

Resumen	11
Abstract	11
1. Introducción	13
2. Gas Natural	15
2.1 <i>Historia del gas natural</i>	16
2.2 <i>Producción de gas natural</i>	17
2.3 <i>El biogás, composición y producción</i>	17
2.4 <i>Fuentes de almacenamiento natural y condiciones geológicas de gas natural</i>	19
3. Presencia mundial del gas natural	23
3.1 <i>Principales regiones productoras de gas natural en el mundo</i>	26
3.2 <i>Principales regiones consumidoras de gas natural en el mundo</i>	29
3.3 <i>Situación económica de oferta y demanda con relación al gas natural en el mercado internacional</i>	32
4. Gas Natural en México	37
4.1 <i>Reforma energética del 2013</i>	38
4.2 <i>Presencia nacional del gas natural</i>	40
4.2.1 <i>Consumo de gas natural en el sector eléctrico</i>	43
4.2.2 <i>Consumo de gas natural en el sector industrial</i>	44
4.2.3 <i>Consumo de gas natural en el sector petrolero</i>	44
4.2.4 <i>Consumo de gas natural en el sector autotransporte, residencial y servicios</i>	45
4.3 <i>Principales zonas de producción de gas natural en México</i>	46
4.4 <i>Principales reservas de gas natural en México</i>	52
4.4.1 <i>Infraestructura y producción de PEMEX</i>	56
4.4.2 <i>Biogás en México</i>	58
4.5 <i>Principales zonas de consumo de gas natural en México</i>	65
4.6 <i>Transporte de gas natural por gasoductos</i>	67
4.7 <i>Distribución de gas natural</i>	73
4.8 <i>Compresión de gas natural</i>	77
4.9 <i>Descompresión de gas natural</i>	78
4.10 <i>Licuefacción de gas natural</i>	80
4.11 <i>Regasificación de gas natural</i>	82
4.12 <i>Almacenamiento de gas natural</i>	83
4.13 <i>Comercialización de gas natural</i>	85

5.	Regulación en torno al gas natural a partir de la reforma energética	91
5.1	<i>Política energética por parte de la CNH.....</i>	93
5.2	<i>Política energética por parte de la CRE.....</i>	95
5.3	<i>Política energética por parte de SENER</i>	97
5.4	<i>Política energética por parte de ASEA</i>	98
5.5	<i>Política energética por parte de la CENAGAS.....</i>	99
6.	Proyectos desarrollados en torno al gas natural.....	101
6.1	<i>Proyectos futuros públicos.....</i>	102
6.1.1.	Dulces Nombres	103
6.1.2.	Leona Vicario.....	103
6.1.3.	Francisco I. Madero.....	103
6.1.4.	Ampliación Montegrande.....	104
6.1.5.	Estaciones de compresión Tecolutla y Lerdo	104
6.1.6.	Gasoducto Jáltipan – Salina Cruz.....	104
6.1.7.	Gasoducto Prosperidad.....	104
6.1.8.	Almacenamiento operativo en Cavernas Salinas.....	105
6.2	<i>Proyectos futuros privados</i>	105
7.	Conclusiones.....	106
8.	Referencias	111

Lista de figuras

Ilustración 1 - Procesamiento de gas.....	16
Ilustración 2 - Pozo de gas natural.	16
Ilustración 3 - Estructura de reservorio anticlinal.	20
Ilustración 4 - Perforación de pozo de gas natural.	21
Ilustración 5 - Movimiento del mercado internacional de gas natural 2019 (MMC).....	32
Ilustración 6 - Cadena de valor del gas natural.	47
Ilustración 7 - Zonas petroleras en México.	48
Ilustración 8 - Subprovincias petroleras de México.	49
Ilustración 9 - Zonas con yacimiento no convencionales en México.....	51
Ilustración 10 - Roca cretácica (izquierda) y roca jurásica (derecha).	51
Ilustración 11 - Principales cuencas carboníferas en México.	52
Ilustración 12 - Infraestructura petrolera 2020.....	57
Ilustración 13 - Regiones de consumo de Gas Natural.	66
Ilustración 14 - Sistemas de transporte pertenecientes a SISTRANGAS a 2020.....	68
Ilustración 15 - Gasoductos propiedad de particulares a 2020.....	69
Ilustración 16 - Gasoductos en desarrollo a 2020.	69
Ilustración 17 - Transporte por otros medios a 2020.....	73
Ilustración 18 - Permisos de distribución de Gas Natural a 2020.	77
Ilustración 19 - Estaciones de compresión a 2020.	78
Ilustración 20 – Diagrama de estación de descompresión.	79
Ilustración 21 – Localización de estaciones de descompresión a 2020.....	80
Ilustración 22 - Estaciones de licuefacción a 2020.	81
Ilustración 23 - Acciones del nuevo marco regulatorio entorno al gas natural.	92
Ilustración 24 - Marco jurídico en Materia de Hidrocarburos (Gas Natural).....	93
Ilustración 25 - Esquema de desarrollo de gas natural en México.	108
Ilustración 26 - Propuesta de suministro y desarrollo	109

Lista de gráficas

Gráfica 1 - Reservas mundiales en las últimas décadas.	27
Gráfica 2 - Crecimiento mundial del consumo de gas natural.	27
Gráfica 3 - Tendencia de consumo de gas natural.....	30
Gráfica 4 - Consumo de gas natural por región en 2019.....	30
Gráfica 5 - Variaciones de consumo en 2019.....	31
Gráfica 6 - Relación producción - consumo en 2019.....	31
Gráfica 7 - Comparativa de precios de mercado entre gas natural y petróleo.....	35
Gráfica 8 - Índices de referencia de precio de mercado de 2009 a 2019.....	36
Gráfica 9 - Matriz energética nacional 2017 – 2019.....	37
Gráfica 10 - Consumo, producción e importación de gas natural en México.	42
Gráfica 11 - Consumo y proyección de consumo de gas natural.	42
Gráfica 12 - Consumo de gas natural por sector en 2020 (MMpcd).	43
Gráfica 13 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector eléctrico en México.	44
Gráfica 14 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector industrial en México.	44
Gráfica 15 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector petrolero en México.....	45
Gráfica 16 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector petrolero autotransporte, residencial y servicios en México.....	46
Gráfica 17 - Comportamiento del consumo nacional de gas natural por sector en México.	46
Gráfica 18 - Reservas P1 de Gas Natural en los principales campos.....	54
Gráfica 19 - Reservas P2 de Gas Natural en los principales campos.....	54
Gráfica 20 - Reservas P3 de Gas Natural en los principales campos.....	55
Gráfica 21 - Demanda de Gas Natural por región (2010 - 2020).....	66
Gráfica 22 - Proyecciones de consumo de gas natural 2021 – 2032.....	67

Lista de tablas

Tabla 1 - Componentes del gas natural.	15
Tabla 2 - Composición del gas de varias fuentes generadoras.	18
Tabla 3 - Componentes del biogás.	19
Tabla 4 – Composición de gas seco, húmedo y condensado en porcentaje.	21
Tabla 5 - Consumo mundial de energía por combustibles (EJ).....	26
Tabla 6 - Países productores de gas natural por región.	28
Tabla 7 - Países productores de gas natural en 2019.....	28
Tabla 8 - Países con mayor consumo de gas natural.	29
Tabla 9 - Países con excedente de gas natural en 2019.....	32
Tabla 10 - Países con alto consumo de gas natural en 2019	33
Tabla 11 - Zonas petroleras en México.....	48
Tabla 12 - Subprovincias petroleras de México.....	49
Tabla 13 - Clasificación de las zonas por tipo de gas.	49
Tabla 14 - Zonas con yacimientos no convencionales.	51
Tabla 15 - Principales cuencas carboníferas en México.	52
Tabla 16 - Evolución de las reservas de gas natural (MMMMpc).	53
Tabla 17 - Descubrimientos 2019.	55
Tabla 18 - Infraestructura petrolera 2020.....	56
Tabla 19 - Producción de PEMEX de gas 2019 – 2020.....	58
Tabla 20 - Proyección de generación de biogás para sector pecuario en 2024 y 2030.	59
Tabla 21 - Potencial para generación eléctrica del sector pecuario.....	60
Tabla 22 - Tendencias PTAR para 2024 y 2030.	60
Tabla 23 - Potencial de generación eléctrica PTAR.....	61
Tabla 24 - Tendencia del ramo tequilero.....	62
Tabla 25 - Escenarios proyectados para el ramo tequilero.....	62
Tabla 26 - Proyecciones de generación de biogás para plantas harineras.....	63
Tabla 27 - Escenarios para el sector harinero.....	63
Tabla 28 - Subastas eléctricas de CENACE.....	64
Tabla 29 - Permisos de transporte otorgados a 2020.....	70
Tabla 30 - Permisos de transporte bajo otra modalidad a 2020.	72
Tabla 31 - Permisos de distribución a 2020.	74
Tabla 32 - Permisos de compresión a 2020.....	77
Tabla 33 - Permisos de descompresión a 2020.	79
Tabla 34 - Permisos de licuefacción a 2020.....	81
Tabla 35 - Permisos de regasificación a 2020.....	82
Tabla 36 - Permisos de almacenamiento a 2020.	84
Tabla 37 - Permisos de comercialización a 2020.	86
Tabla 38 - Escenarios para proyecto de cavernas salinas.....	105

Resumen

El presente trabajo se enfoca en realizar una revisión de la infraestructura del gas natural en México hasta 2020, considerando aspectos como el desarrollo de infraestructura, la política que permitió su desarrollo y crecimiento, así como puntos a considerar para proyectos futuros. En el capítulo 1 se da una breve introducción las principales características del gas natural y el impacto que ha tenido en el mercado mexicano y su importancia.

En el capítulo 2 se da una descripción más amplia del gas natural, lo que ha representado en el desarrollo humano, como se origina y donde se localiza. El capítulo 3 habla sobre el panorama general del gas natural en el mundo, los principales consumidores y productores, así como los flujos de importación y exportación entre los mercados. En el capítulo 4 se habla sobre el gas natural en México, mencionando donde se produce y donde se consume y el balance de oferta demanda que se presenta de manera general, así como el esquema bajo el cual se maneja en el país de acuerdo con el punto en el que se encuentra en la cadena de suministro y el comportamiento de desarrollo de dicha cadena.

El capítulo 5 menciona las dependencias que regulan el sector del gas natural y que políticas se han implementado para su regularización y comercialización. El capítulo 6 se enlistan los proyectos futuros tanto públicos como privados y las zonas donde tendrán impacto en el país. Finalmente, en el capítulo 7 se mencionan las conclusiones de este proyecto y los comentarios personales al mismo.

Abstract

This paper focuses on conducting a review of the natural gas infrastructure in Mexico until 2020, considering aspects such as infrastructure development, the policy that allowed its development and growth, as well as points to consider for future projects. Chapter 1 gives a brief introduction to the concept of natural gas and the impact it has had on the Mexican market and its importance.

Chapter 2 gives a broader description of natural gas, what it has represented in human development, how it originates and where it is located. Chapter 3 talks about the general panorama of natural gas in the world, the main consumers, producers, and import and export flows between markets.

Chapter 4 talks about natural gas in Mexico, mentioning where it is produced and where it is consumed and the balance of supply and demand that is presented in a general way, as well as the scheme under which it is managed in the country according to the point in the supply chain and the development behavior of that chain.

Chapter 5 mentions the agencies that regulate the natural gas sector and what policies have been implemented for its regularization and commercialization. Chapter 6 lists future projects, both public and private, and the areas where they will have an impact on the country. Finally, chapter 7 mentions the conclusions of this project and the personal comments to it.

Objetivos

Objetivo general: Determinar el estado de la disponibilidad y política energética en torno al gas natural en México, así como las inversiones.

Objetivos particulares:

1. Determinar el estado actual de la infraestructura de gas natural;
2. Analizar los permisos otorgados en materia de gas natural, así como las condicionantes establecidas;
3. Analizar la política energética en torno a la reforma energética que favorezca el desarrollo del gas natural;
4. Analizar la política energética en materia ambiental que favorezca el desarrollo del gas natural;
5. Revisar las zonas de producción de gas natural a cargo de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la forma de producción;
6. Analizar los pozos de producción de gas natural en Estados Unidos (EE.UU.), que exportan gas natural a México.

Justificación

En México la demanda de gas natural ha aumentado a tasas superiores a las de su producción, debido al rendimiento que presenta frente a otros combustibles y la amplia adaptabilidad que tiene para ser usado en diversos procesos. Se espera que esta tendencia continúe en los próximos años. El gas natural se usa como fuente de generación eléctrica, en procesos industriales como materia prima o fuente de energía en calderas, uso residencial, etc. Ante esta perspectiva es necesario desarrollar alternativas de suministro, en todas las formas posibles que se encuentran aprobadas por la normatividad mexicana. La importación de gas natural ya sea comprimido o licuado (GNC y GNL), es una alternativa elegida para diversificar las fuentes de suministro y para garantizar el abasto de gas natural para todos los sectores consumidores en México.

Por tal motivo, es necesario realizar un análisis de la disponibilidad y política de importación, transporte y distribución de GNC y GNL en términos de diversificación y seguridad de suministro, de integración de la cadena del valor del gas natural, así como comparar el impacto ambiental relacionado con cada proceso de la cadena de valor. La comparación se enfoca en la política relacionada con el GNC y GNL para su uso, así como precios de compra en los mercados internacional, nacional y de importación. La comparación se realiza para determinar la mejor opción en términos de desarrollo de infraestructura, con el fin de ofertar la mejor opción al usuario final y permita realizar toma de decisiones en torno a inversión en proyectos futuros.

1. Introducción

El gas natural se ha convertido en un factor de crecimiento y desarrollo no solo de la economía nacional, sino también de economías internacionales, mismo que ha permeado en diversos sectores, como industrial, vehicular, generación eléctrica, etc. Para el caso de México, el gas natural se ha convertido en una de las principales materias primas que se encargan de generar la mayor proporción de la energía eléctrica que se consume en el país. Adicionalmente es uno de los principales insumos de ciertos sectores industriales, por la capacidad de adaptabilidad que tiene, el costo que representa frente a otros combustibles, las ventajas ambientales que conlleva y el desarrollo existente de infraestructura para su aprovechamiento.

Para México, la demanda de gas natural se ha generado por empresas del sector privado como lo son las del sector automotriz (Audi, Bridgestone, etc.) y el sector público encabezado por Comisión Federal de Electricidad (CFE), mismo que se espera siga aumentando la demanda para generación de energía eléctrica, ya que las nuevas plantas de generación de energía eléctrica se construyen a partir de usar gas natural como materia prima energética.

México se ha caracterizado por ser una economía creciente, enfocada en la manufacturera y exportación de bienes y servicios. Sin embargo, el desarrollo de la manufactura dependerá de la energía que sea capaz de suministrar el país a las industrias. México debe ser capaz de poder otorgar una adecuada oferta energética, factor clave para poder desarrollar el crecimiento del país y mantener una estabilidad económica, sin duda, el gas natural va a jugar un papel fundamental en esa oferta energética.

Los estados y ciudades que han optado por implementar el uso del gas natural como materia prima para las diversas actividades que realizan, han experimentado un impacto significativo en su economía local y regional, desde la generación de empleo, hasta el desarrollo de nuevas oportunidades. En este sentido, todo proyecto que permita el desarrollo del gas natural en el país; generará un impacto positivo en el desarrollo de la economía de dichas zonas y en su conjunto, el crecimiento la economía nacional.

México, dada su ubicación geográfica, tiene a su disposición reservas en lo que se refiere a gas natural, adicionalmente de tener su propio recurso, al ser vecino de un país productor como EE.UU., puede tomar ventaja de los bajos precios de su gas. Sin embargo, aún existen retos y temas clave como el desarrollo de infraestructura necesaria para la industria y consumidores finales, así como establecer políticas de almacenamiento claras, que eviten situaciones de desabasto.

En cuanto a los recursos propios con los que cuenta México, requiere inversiones en exploración y producción que permitan incrementar las producciones actuales y satisfacer la demanda actual y futura, como lo hacía en la década de los noventa, sin embargo, debido a la compleja situación financiera por la cual atraviesa PEMEX, es imprescindible buscar la atracción de capital privado.

Si bien México ha trabajado durante los últimos 20 años por desarrollar infraestructura entorno al gas natural comprimido (GNC), aún existen zonas, las cuales son necesarias desarrollar para que permitan mejorar la infraestructura existente en torno al transporte y almacenamiento, que permitan llevar gas natural por todo el país.

Actualmente, México cuenta con un sistema de reservas que le da capacidad de abastecer la infraestructura existente por un periodo de 3 a 4 días ante alguna interrupción de gas procedente de EE.UU. El desarrollo de nueva infraestructura debe contemplar no solo la construcción de ductos físicos, sino también ductos virtuales, ya que estos permitirán a México interconectar los ductos existentes en el país. Es previsible que la gasificación de algunas zonas o regiones se deba realizar mediante infraestructura virtual, esto por las implicaciones económicas que representa, como son condiciones geológicas, entre otras. Por otra parte, el gas natural licuado (GNL), otra forma de transportar una mayor cantidad de gas natural, puede ser transportado en camiones especializados, usando las carreteras existentes, así como el desarrollo de infraestructura para licuar el gas y posteriormente regasificarlo, permitiendo conectarse con un ducto próximo a un mercado existente, siendo este un método eficiente de llevar gas a las regiones que lo necesiten.

Por otra parte, el almacenamiento de gas es crítico para México, puesto que no cuenta con la capacidad de almacenamiento necesaria en la actualidad y que, ante eventualidades como el clima o mantenimiento a la infraestructura, podría llevar a disrupciones severas.

De igual manera, México debe promover el uso del gas natural en estados y municipios, ya sea para procesos industriales o como gas natural vehicular, fomentando una transición ordenada. Los esfuerzos en el desarrollo del gas natural vehicular mejorarán la competitividad del transporte, así como la mejora de la calidad del aire y una reducción en temas de mantenimiento.

2. Gas Natural

El metano, mismo que es conocido como gas de los pantanos, es un combustible fósil gaseoso que se encuentra en los campos de petróleo y gas natural. Si bien comúnmente se le agrupa con otros combustibles fósiles (etano, propano, butano) y con el gas (biogás) producido a partir de fuentes biológicas, hay muchas características del gas natural que lo hacen único. El uso más eficiente del gas natural es de suma importancia y la tecnología involucrada en el procesamiento de ambas materias primas abastecerá a las naciones industrializadas del mundo durante (al menos) las próximas cinco décadas hasta que las formas alternativas adecuadas de energía (como el biogás y otros combustibles distintos de los hidrocarburos) estén fácilmente disponibles (Speight, 2019).

El gas natural es el término genérico utilizado por el sector industrial para definir a la mezcla de derivados de hidrocarburos gaseosos y derivados de hidrocarburos líquidos de bajo punto de ebullición (típicamente desde metano hasta, e incluyendo derivados de hidrocarburos como n-octano, $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_6\text{CH}_3$) (ver Tabla 1). Desde un punto de vista químico, el gas natural es una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos y compuestos que no son de hidrocarburos, siendo el petróleo crudo mucho más complejo que el gas natural.

Tabla 1 - Componentes del gas natural.

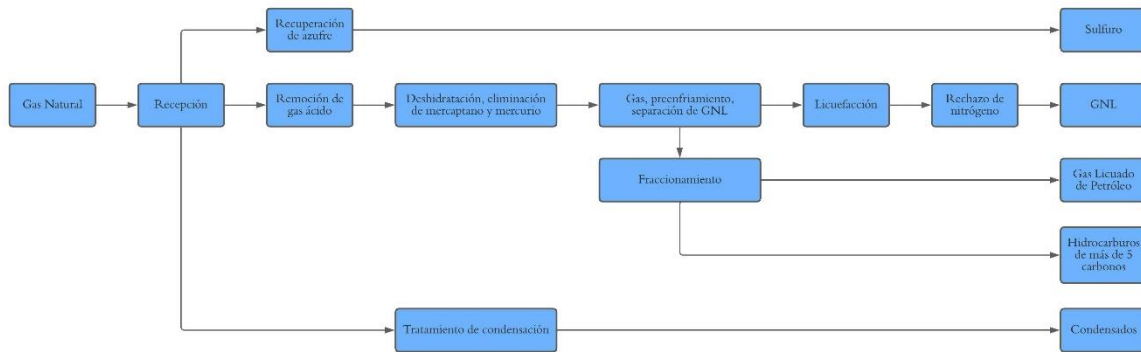
Componente	Fórmula	%V/V
Metano	CH_4	>85
Etano	C_2H_6	3-8
Propano	C_3H_8	1-5
n-Butano	C_4H_{10}	1-2
iso-Butano	C_4H_{10}	<0.3
n-Pentano	C_5H_{12}	1-5
iso-Pentano	C_5H_{12}	<0.4
Hexano, Heptano, Octano	$\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$	<2
Dióxido de carbono	CO_2	1-2
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	1-2
Oxígeno	O_2	<0.1
Nitrógeno	N_2	1-5
Helio	He	<0.5

Fuente: Elaboración propia con datos de Speight, 2019.

En las zonas de producción, la composición del gas natural puede variar significativamente, ya que el producto que sale del pozo puede cambiar con la variabilidad de las condiciones de producción y el cambio de presión a medida que se extrae el gas del recinto. Esto se debe a que los componentes del gas que estaban en fase líquida por la presión del depósito pueden pasar a la fase gaseosa a medida que la presión se reduce a medida que se extrae o elimina el gas.

Por tal motivo se debe optar por hacer uso de métodos analíticos que permitan en cada etapa de la producción de gas natural (misma que comprende el tratamiento, transporte y procesamiento de la boca del pozo (ver Ilustración 1 y 2), el análisis del gas para determinar su composición y propiedades, como una parte esencial del proceso químico y tecnológico del proceso. El mismo método de caracterización ofrece los criterios base para determinar el uso idóneo del gas en un medio doméstico, industrial, vehicular, etc., así como la correlación de interferencia con el medio ambiente (Speight, 2019).

Ilustración 1 - Procesamiento de gas.



Fuente: Elaboración propia con datos de Speight, 2019.

Ilustración 2 - Pozo de gas natural.



Fuente: Tomado de ENAGAS, 2017.

2.1 Historia del gas natural

El gas natural como energético se conoce desde hace muchos siglos, pero el uso inicial fue más con fines religiosos que como combustible. Por ejemplo, los pozos de gas eran un aspecto importante de la vida religiosa en la antigua Persia debido a la importancia del fuego en su religión (Forbes, 1964). En la época clásica, estos pozos a menudo se quemaban, este tipo de fugas de gas se hicieron prominentes en las religiones de India, Grecia y Persia, donde los habitantes de la región no pudieron explicar el origen de los incendios y consideraron el origen de las llamas como divino, sobrenatural o ambos. No fue hasta el año 900 A.C. que en China se reconoció su valor energético, generando un sistema de tuberías o gasoductos primitivos que permitieron transportar el gas al mar, para hervir el agua y eliminar las sales que contiene como producto residual, volviéndola potable (Abbott, 2016).

A fines del siglo XIX y principios del siglo XX, la mayoría de las plantas generadoras de gas de las ciudades ubicadas en el este de los EE.UU. eran hornos que calentaban carbón bituminoso por medio de cámaras herméticas con la finalidad de producir coque a través del proceso de carbonización. El gas extraído del carbón se recogía y distribuía por medio de un sistema de redes de tuberías a residencias y otros edificios donde se suministraba a usuarios industriales y domésticos. Por ende,

antes del desarrollo de los sistemas modernos de producción y distribución para gas natural, prácticamente todo el combustible y gas para iluminación se fabricaba a partir de carbón. El gas natural no se generalizó hasta la última mitad del siglo XX, con el inicio de la expansión industrial después de la Segunda Guerra Mundial.

Actualmente, y particularmente después de la escasez de petróleo crudo de la década de 1970, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo. El gas natural es también una de las materias primas más importantes consumidas por las industrias de plásticos, de energía y transporte (Speight, 2013).

2.2 Producción de gas natural

En el contexto energético actual, el origen de los diversos combustibles fósiles, en particular el gas natural y el petróleo crudo se explican mediante muchas teorías diferentes. La teoría más aceptada es que el gas natural y el petróleo crudo se forman cuando la materia orgánica, incluyendo los desechos generados por la misma, se comprimen bajo la Tierra, a muy alta presión durante millones de años.

En un inicio del proceso de producción de petróleo crudo y gas natural, los restos de plantas y animales se pudrieron y acumularon en capas gruesas, y, con el tiempo, la generación de sedimentos, lodo y otros escombros se apilaron sobre las capas gruesas de materia orgánica formadas con anterioridad. Los cambios biogeológicos del ambiente dieron como resultado que el sedimento, el lodo y otros desechos inorgánicos se transformaran en roca, lo que incrementó la presión sobre la materia orgánica. La presión en constante aumento, aunado a los efectos termodinámicos del subterráneo, descompuso los constituyentes de los cúmulos de materia orgánica en componentes individuales, generando gas natural y petróleo crudo (Speight, 2019).

De acuerdo con lo mencionado en estudios realizados (Speight, 2014), cuanto más profunda y caliente sea la roca que contiene el petróleo crudo, mayor será la probabilidad de que se produzca gas natural a partir del material precursor, para ello, el calor subterráneo generado debe tener un gradiente geotérmico de 25 a 30°C/km. Bajo esa dinámica de conversión, el gas natural y el crudo migran de las zonas rocosas que los contienen, mediante un movimiento lateral y/o ascendente, hasta que quedan atrapados en reservorios que forman parte de una formación subterránea. De esta manera, se generan una serie de capas de mezcla gas – crudo y reservorios de gas natural, que se encuentran a 915 metros aproximadamente bajo tierra o niveles inferiores.

El gas natural que se produce derivado de factores termodinámicos, influenciado por un proceso de transferencia de calor en la materia orgánica a diferentes niveles, se denomina termogénico. Sin embargo, al ser un proceso natural por períodos de tiempo largos, es difícil medir este proceso de manera real, por lo que se determina de manera teórica mediante los diagramas de presión – temperatura.

2.3 El biogás, composición y producción

Adicionalmente al proceso termogénico, el gas natural también se puede formar mediante un proceso de transformación por microorganismos, este tipo de gas se conoce como metano biogénico, gas natural biogénico o biogás. En este proceso, los microorganismos encargados de producir gas natural lo realizan mediante la descomposición química de la materia orgánica. Estos organismos se encuentran comúnmente en áreas deficientes en oxígeno. Dicho proceso de formación generalmente

tiene lugar cerca de la superficie de la Tierra, y el metano producido generalmente se pierde en la atmósfera. En determinadas circunstancias, este gas puede quedar atrapado bajo tierra, dando la posibilidad de colectarlo.

El biogás, que en algunos sectores se le llama gas biogénico y a veces erróneamente como gas de pantano, se refiere a un gas biocombustible producido por dos mecanismos diferentes, los cuales son: (1) digestión anaeróbica a cargo de organismos que tienen la capacidad de realizarla, los cuales digieren materia orgánica dentro de un sistema cerrado o (2) fermentación de materia orgánica, incluido el estiércol, lodos generados del proceso de tratamiento de aguas residuales, residuos sólidos urbanos, residuos biodegradables o cualquier otra materia prima biodegradable, en condiciones anaeróbicas (ver Tabla 2) (Speight, 2019).

Tabla 2 - Composición del gas de varias fuentes generadoras.

Composición	Gas de coque	Biogás	Digestor	Relleno sanitario	Gas Natural
Hidrógeno	51.9	18.0	-	0.1	-
Monóxido de carbono	2.0	24.0	-	0.1	-
Dióxido de carbono	5.5	6.0	30.0	47.0	-
Oxígeno	0.3	0.4	0.7	0.8	-
Metano	32.0	3.0	64.0	47.0	90.0
Nitrógeno	4.8	48.6	2.0	3.7	5.0
Etano	-	-	-	-	5.0

Fuente: Elaboración propia con datos de Speight, 2019.

Un ejemplo de metano biogénico es el gas de vertedero. Los vertederos o basureros tienen el potencial de producir una cantidad relativamente grande de gas natural a partir de la descomposición de la materia orgánica procedente de residuos sólidos urbanos de las ciudades y centros poblacionales. Las tecnologías nuevas y en evolución están permitiendo que este gas se recolecte para aumentar el suministro de gas natural, especialmente la producción de gas a partir de fuentes de biomasa.

En el proceso de producción de biogás, los desechos sólidos orgánicos originalmente complejos y de gran tamaño se transforman progresivamente en compuestos orgánicos, más simples y de menor tamaño por diferentes bacterias hasta tener un producto gaseoso energéticamente valioso y un material semisólido llamado digestato que es rico en nutrientes y, por tanto, apto para su utilización en la agricultura (Speight, 2019).

La producción de biogás es realizada por diferentes bacterias, aunque también se puede producir por pirólisis de biomasa. A pesar de las posibles diferencias en la composición, el biogás se puede procesar según los estándares requeridos para el gas natural, aunque la elección de la metodología para procesarlo depende de su composición (Esposito, y otros, 2012).

El biogás es una mezcla de metano y gas carbónico inerte (CO₂) y algunos contaminantes, las variaciones en la composición del biogás dependerán en gran medida del origen de la materia prima (ver Tabla 3). Muchas veces, el biogás tiene un alto contenido de agua (H₂O), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otras partículas que no cumplen con los estándares del gas natural para ser usado en procesos de combustión, generación eléctrica o como materia prima de un proceso industrial. Por tal motivo,

el gas debe limpiarse por completo. En el caso del CO₂, se elimina con menor frecuencia, sin embargo, ciertos procesos requieren una alta pureza de metano como el transporte por gasoductos, ya que el excedente de CO₂ puede corroer el sistema de ductos. Una vez que al biogás se le ha removido la mayoría de las impurezas para ser transportado por gasoductos, se llama gas natural renovable (Speight, 2011).

Tabla 3 - Componentes del biogás.

Constituyentes	Desechos domésticos	Lodo de aguas residuales	Residuos agrícolas
Metano (% v/v)	50 – 60	60 - 75	60 – 75
Dióxido de carbono (% v/v)	38 – 34	33 - 19	33 – 19
Nitrógeno (% v/v)	5 – 0	1 - 0	1 – 0
Oxígeno (% v/v)	1 – 0	< 0.5	< 0.5
Agua (% v/v)	6 (~40°C)	6 (~40°C)	6 (~40°C)
Ácido sulfhídrico (mg/m ³)	100 – 900	1,000 – 4,000	3,000 – 10,000
Amoniaco (mg/m ³)	-	-	50 – 100

Fuente: Elaboración propia con datos de Speight, 2019.

2.4 Fuentes de almacenamiento natural y condiciones geológicas de gas natural

Cuando se habla de fuentes de almacenamiento de gas natural, por lo general se asocia con dos escenarios: el primero, el gas natural asociado a yacimientos de petróleo y el segundo, el gas natural almacenado en zonas geológicas estables con la capacidad de soportar grandes presiones y temperaturas, llamados reservorios.

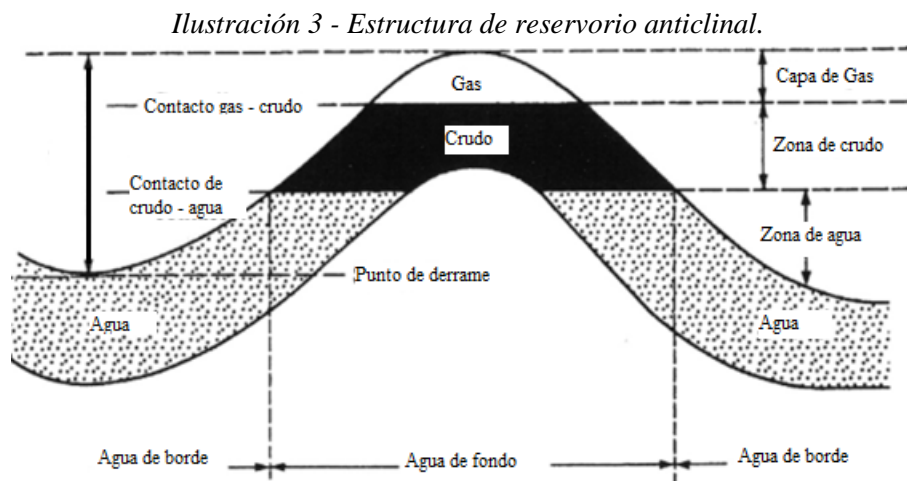
Un reservorio generalmente es una formación geológica compuesta de capas de roca sedimentaria porosa, la cual se compone de arenisca, en la que se puede acumular el gas. Para ello, cada reservorio cuenta con características específicas como el hecho de tener una base compuesta de roca impermeable que permita almacenar el gas y brinde estabilidad ante el posible escape o fuga del gas, dichas trampas, pueden variar en tamaño y pueden retener cantidades variables de gas.

Existen diferentes tipos de estas formaciones, pero la más común es una formación rocosa plegada, como un anticlinal, como ocurre en muchos yacimientos de gas natural y petróleo crudo (Ilustración 2). De igual manera, un reservorio también se puede formar por una falla geológica la cual ocurre cuando las capas sedimentarias normales se dividen verticalmente, de modo que la roca impermeable se desplaza hacia abajo para atrapar el gas natural en las capas de piedra caliza o arenisca más permeables. Esencialmente, la formación geológica pone capas de roca impermeable sobre sedimentos más porosos, ricos en petróleo y gas, teniendo el potencial de formar un reservorio (Ballard, 2007).

Cuando se estudia la composición mineralógica en un pozo petrolero y los medios por los que se mantienen dentro del depósito el gas natural, se encuentra una composición mineral diferente entre dichos yacimientos. Por lo tanto, el estudio del suelo es determinante para establecer la existencia de gas y su concentración. Se analizan cuatro elementos importantes para la caracterización mineralógica de la roca del yacimiento, la cual se compone de los siguientes elementos:

1. Los elementos específicos que se encuentran en la roca del yacimiento.
2. Las características de estos elementos, como el peso y número atómico.
3. Las concentraciones de los elementos, % w/w, ppm w/w.
4. Los minerales o fases minerales con las que están asociados los elementos.

Estos datos son fundamentales para un análisis completo *in-situ* del yacimiento y determinar el tipo de gas, su pureza y concentración. Adicionalmente, la recopilación de los datos geológicos describe cualquier variación lateral y vertical del yacimiento y cómo esas características afectarán el método de producción y la composición del gas producido (Chopra, y otros, 1990).



Fuente: Elaboración propia con datos de Speight, 2019.

De manera general, el yacimiento es una trampa subterránea donde la roca está colocada de tal forma que permite atrapar el gas y el petróleo crudo, y así evitar cualquier migración o desplazamiento adicional del combustible hacia otro punto, haciendo inviable su extracción. Por lo general, cualquiera de los dos tipos de yacimientos de gas natural, la roca del yacimiento es convencionalmente concebida como agujeros de forma irregular en la roca alrededor de 1 - 100 μm de diámetro conectados quizá a otros seis poros. Es decir, puede haber unos 10^6 poros en 1 cm^3 de roca y posiblemente más de 10^{22} poros en un depósito típico (Speight, 2019).

Los diferentes reservorios de gas natural, así como de petróleo crudo, existen en diversas formas, en el cual; puede haber agua debajo o un domo de gas con un borde de petróleo crudo y agua debajo del petróleo (ver Ilustración 3). En cuyo caso; se presenta un fenómeno particular cuando el agua está en contacto directo con el gas, donde la presión al ser alta provoca que parte del gas natural se disuelva en una proporción de 20% v/v o incluso mayor, pasa lo mismo entre el petróleo y el gas. Una vez que se inicia el proceso de extracción de gas del reservorio, la presión de dicho depósito disminuye, lo que permite revertir el proceso de disolución del gas volviendo a su fase gaseosa (Saha, y otros, 2017).

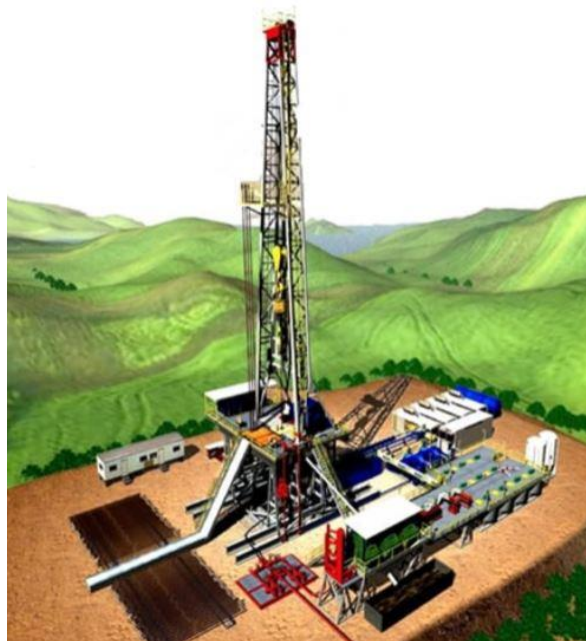
Adicional a los reservorios mencionados anteriormente, en los que el gas se encuentra presente con otro agente, ya sea agua o petróleo, existen reservorios en los que el gas natural puede ser el único agente presente. En estos casos es posible la existencia de una pequeña proporción de otros gases derivados de hidrocarburos, como etano, propano y butano, sin embargo, se encuentran en

proporciones tan bajas, que representan menos del 10% del gas total presente en el pozo. Adicionalmente, es posible la presencia de dióxido de carbono o gases más raros como helio.

La forma más común de generar este tipo de yacimientos es cuando la materia orgánica al descomponerse bajo tierra genera gas metano, que, por tener una menor densidad, comienza a ascender hasta topar con una formación tipo cúpula. La cúpula o domo se compone de roca impermeable, permitiendo la contención del gas. Usualmente, este tipo de yacimientos se presenta en fallas geológicas, las cuales colocan capas de roca impermeable, propiciando la formación de cúpulas.

Para corroborar la presencia de gas natural, se requiere de personal especializado como geólogos y geofísicos, que puedan determinar si es o no factible la presencia de gas en una falla. Para ello, se hace uso de equipo especializado para perforación en tierra, que no solo dan mayor certeza para encontrar yacimientos de gas, sino que disminuyen los costos intrínsecos de la exploración (ver Ilustración 4).

Ilustración 4 - Perforación de pozo de gas natural.



Fuente: Tomado de Petróleo, 2020.

Adicionalmente, hay yacimientos que contienen gas húmedo (Tabla 4), dicho de otra forma, compuestos que se han evaporado y se encuentran presentes con el metano, como derivados de hidrocarburos e incluso petróleo crudo ligero. Esta mezcla debe ser tratada con precaución puesto que cuando se extrae el gas, la presión del yacimiento comienza a decaer, entonces, estos componentes; comienzan a condensar, por lo que, al momento de pasar por los equipos encargados de tratar el gas, se deben separar en dos corrientes diferentes, a fin de evitar daños como corrosión (Speight, 2014).

Tabla 4 – Composición de gas seco, húmedo y condensado en porcentaje.

Componente	Gas Seco	Gas Húmedo	Condensado
CO ₂	0.10	1.41	2.37
N ₂	2.07	0.25	0.31
C ₁	86.12	92.46	73.19

C ₂	5.91	3.18	7.80
C ₃	3.58	1.01	3.55
i-C ₄	1.72	0.28	0.71
n-C ₄	-	0.24	1.45
i-C ₅	0.50	0.13	0.64
n-C ₅	-	0.08	0.68
C ₆	-	0.14	1.09
C ₇₊	-	0.82	8.21

Fuente: Elaboración propia con datos de Speight, 2014.

3. Presencia mundial del gas natural

La industria energética que se sustenta en los combustibles fósiles tiene su origen a principios del siglo XVIII con el inicio de la Revolución Industrial. Anterior a ello, los precedentes de generación de energía en sus diversas formas se sustentan en los procesos humanos, las actividades realizadas por los animales, las ruedas hidráulicas y el viento, sin embargo, eran muy limitadas por diversos factores (Johnson, y otros, 2019).

Hoy en día, las economías modernas que tienen un alto consumo energético dependen en gran medida de los combustibles fósiles para producir toda la energía que requieren. El amplio uso de la energía ha transformado todos los procesos productivos de la humanidad y, por ende, su existencia misma, en un periodo de tiempo muy corto, permitiendo estilos de vida que antes solo se podían soñar. Actualmente vivimos en un contexto socioeconómico entorno a la infraestructura energética, hacemos uso de máquinas mecánicas y electrónicas que requieren de un alto consumo de energía y que se encuentran distribuidas por el mundo. Algo que es intrínseco a dicho sistema; es el alto precio de la energía. Cuando la energía tiene un menor costo; presenta un impacto directo positivo sobre la manufactura y, con ello, sobre la economía de una región o zona. Esta relación quedó claramente demostrada por precios más asequibles de ciertos hidrocarburos, especialmente con el bajo precio del gas natural frente a otros combustibles, especialmente en los EE.UU. desde 2008 hasta diciembre de 2020 (Cleveland, y otros, 2021).

Las sociedades actuales, así como sus economías, se sustentan bajo la disponibilidad de energía y se considera el factor dominante o más decisivo para el desarrollo de la nación, no solo en su vida, sino también en su poder político y económico, reforzado por su ubicación geográfica. Cuando un país es capaz de asegurar su suministro energético en todo sentido, es capaz de garantizar su seguridad, nacional. Por otro lado, el producto interno bruto (PIB), como indicador de desarrollo, tiene una relación directa con la capacidad energética de cada país, siendo una relación lineal, en la cual, si la disponibilidad energética es mayor, el PIB incrementará, caso contrario, si hay un déficit energético, el PIB caerá. Todo país que desea aumentar su PIB, su posición internacional y/o mejorar su nivel de vida, necesita tener su propio suministro de energía o un acceso seguro a él. El ejemplo más presente es EE.UU., el cual tiene una seguridad energética sustentada en hidrocarburos convencionales como lo son: carbón, petróleo y gas natural. Pero EE.UU. también cuenta con combustibles no convencionales como metano de capas de carbón, petróleo y gas de esquisto y gas natural licuado. Como caso contrario, hay países de primer mundo como Japón, cuya seguridad energética está muy comprometida puesto que su fuente de generación de materias primas energéticas es muy limitada y deben importar todos los recursos que necesitan para seguir creciendo (Johnson, y otros, 2019).

Por tal motivo, el concepto de seguridad y geopolítica energética se puede interpretar desde diversas perspectivas en las relaciones internacionales, dicho punto ha sido más significativo a partir de la Segunda Guerra Mundial. Después de este gran acontecimiento, el suministro de petróleo se ha convertido en un tema de gran vulnerabilidad percibida o real, que ha generado una creciente sensación de consumo de energía, dependencia de las importaciones y dominio geopolítico. Bajo este contexto, hay una corriente filosófica que sustenta o apoya dicho movimiento, el cual es el realismo, basado en subcorrientes como el neorrealismo y el realismo estructural. Ambas subcorrientes se centran en un enfoque racional de las relaciones políticas internacionales y cómo se comportan ante situaciones o eventualidades, mismas que se han moldeado por los desequilibrios entre países productores y países consumidores de energía. Dentro de la corriente realista, figuras importantes

como Hans J. Morgenthau, político estadounidense, remarca que se ha atribuido una referencia particular a los conflictos políticos a partir de la disputa por los recursos naturales y en este caso, recursos energéticos. Los realistas, defienden de manera general que la seguridad en las relaciones internacionales, así como la geopolítica petrolera y las tendencias surgidas entre naciones, tienen una culminación final con la guerra de recursos. A nivel internacional, los países temen a la vulnerabilidad energética como la estadounidense suscitada tras el embargo petrolero árabe a partir de la crisis del petróleo de la década de 1970, por lo que la seguridad del suministro de energía se convirtió en un tema de seguridad para los denominados países de primer mundo o países desarrollados.

Por otra parte, la Escuela de Estudios de Seguridad de Copenhague no marca una diferencia sustancial en torno a la seguridad energética de otros sectores de seguridad como seguridad interna en una nación, seguridad ambiental, seguridad hídrica, etc. Sin embargo, sí remarca su importancia en todos los sectores de seguridad, los cuales describe bajo cuatro amplios espectros que se entrelazan y dan soporte a todo sistema. El primero que menciona es la seguridad política, la cual implica relaciones de seguridad con otros estados, donde cada uno en lo individual busca la autosuficiencia energética. En segundo lugar, plantea el tema de la disponibilidad de energía, misma que contribuye a las capacidades y desarrollo militar. En tercer lugar, se plasma el tema de seguridad ambiental, la cual incluye la compatibilidad o coexistencia entre el rápido crecimiento económico y la gestión de los recursos naturales. Finalmente, en cuarto lugar, la seguridad económica, la cual se encarga de proveer la seguridad energética en las economías capitalistas y en crecimiento. Aunado a ello, a partir de la década de 1990 y tras los desafíos de seguridad ecológica derivado de la amenaza del calentamiento global y el cambio climático, fomentados por el rápido crecimiento en el consumo de combustibles fósiles, se han requerido cambios en las actitudes socioeconómicas y políticas de toda nación hacia avances tecnológicos que permitan minimizar la emisión y el consumo de combustibles fósiles, a partir del cambio por otros recursos energéticos de menor o nulo impacto (Pradhan, 2020).

Dado que la política emergente en materia de energía, la cual se caracteriza por una creciente diversidad en tecnología, así como las claras tendencias hacia la desregulación y las crecientes inversiones extranjeras, ha marcado un sentido de interdependencia entre las naciones para este valioso recurso. La cual se construye bajo la estructura de interdependencia internacional que explica los patrones entre diferentes estados, misma que se puede explicar a través de cuatro diferentes categorías: primero, aquellos países, con la capacidad financiera y tecnológica que exportan e invierten en dichos temas en otras partes, sin embargo, importan energía. En segundo lugar, se encuentran los países con la capacidad de exportar petróleo y gas natural, a la par de exportar finanzas y tecnología. Tercero, son aquellos países que exportan petróleo y gas natural, sin embargo, deben importar capital en forma de tecnología y finanzas, son la contraparte de la categoría uno. Cuarto, son aquellos países que importan todo en su junto, que es hidrocarburos, tecnología y finanzas, son la contraparte del escenario dos.

El enfoque de la estructura política internacional en materia de economía contempla el comportamiento político y económico global de países, organizaciones y otros aspectos socioculturales y económicos. De igual manera, se sustenta en cuatro estructuras primarias, las cuales son: la seguridad, las finanzas, la producción y el conocimiento, que son el pilar de la base del poder estructural de los actores internacionales. En consecuencia, el término de seguridad implica el suministro de energía y la intervención para satisfacer dicha seguridad; el financiamiento en el comercio y la inversión en el sector petrolero y la infraestructura energética que corresponde; así como la producción que contempla la exploración y explotación de dichos recursos; y finalmente, el

conocimiento en el desarrollo y ejecución de tecnologías que provean una eficiencia energética y, a la par, puedan proveer de la protección del medio ambiente necesaria.

Por otra parte, la liberalización de la electricidad y el gas en EE.UU. constituía la base de las “nuevas amenazas de seguridad energética”, que sustenta bajo los sucesos presentados desde 2001. En primer lugar, la liberalización eléctrica surge a partir de la Crisis de California, que fue provocada por la incapacidad y la falta de voluntad del sector privado para proporcionar y garantizar la seguridad del suministro de energía a largo plazo para la generación de electricidad, que se conoce como el “síndrome de California”.

El segundo suceso se presentó en el contexto de la seguridad del gas, el cual fue marcado por la liberalización de dicho mercado en el contexto global, que llevó a las empresas productoras a no cumplir los requisitos de almacenamiento de gas que de acuerdo con la política vinculante debido a la fuerte competencia con otras empresas del sector. Por dichos factores, la liberalización dio pauta a un nuevo paradigma energético, pero a la par controvertido a los argumentos políticos sobre el papel del sector privado en el cumplimiento de los requisitos internos y garantizar la seguridad energética (Buchan, 2002). Pero en el mercado internacional de hoy, particularmente dentro de la OPEP, el papel de las empresas multinacionales ha disminuido y las principales empresas de petróleo y gas natural están reguladas por el estado. El comportamiento del estado es más importante en el mercado energético mundial, lo que ha dado pauta al desarrollo exponencial del mercado de gas natural, bajo un esquema regularizado que sea capaz de satisfacer la demanda energética y la seguridad que conlleva por parte de los países productores hacia los países consumidores, bajo los diversos esquemas de generación.

Este proceso ya ha comenzado con un cambio en materia de energía predominante por hidrocarburos a una mezcla de combustibles fósiles tradicionales de transición permitiendo la apertura a combustibles limpios como el hidrógeno, puesto que se ha vuelto un puente mediático de desarrollo de infraestructura que permita agilizar esta transición. La infraestructura en desarrollo permitirá adaptarse para ser usada por combustibles nuevos y limpios, que no sean de origen fósil. El porcentaje relativo de uso del gas natural está siendo sometido a un tipo de triaje económico bajo un sustento ambiental, dando paso a energías renovables, para las que actualmente no se cuenta con un cronograma completo que permita la migración total de las fuentes fósiles. Sin embargo, actualmente está en marcha una revolución energética que casi con certeza marca el final de los combustibles fósiles como principal fuente de energía a través de los combustibles de transición. Todo ello, gracias a la premisa de que los costos y precios de la energía han bajado aproximadamente un 3% y las emisiones generadas de fuentes convencionales productoras de grandes cantidades de CO₂ también han bajado. Hay una ola de cambios de mercado y tecnología en la que la generación de energía de hidrocarburos (especialmente carbón) está siendo reemplazada por principalmente gas natural por ser combustible pionero de transición (Johnson, y otros, 2019).

De manera general, en 2019 la demanda de energía en todo el mundo fue de 583.9 Exajoule (EJ), el cual se distribuyó de acuerdo con los combustibles mostrados en la Tabla 5 (British Petroleum, 2021). Detrás del petróleo y el carbón, el gas natural es la tercera energía primaria más importante, puesto que se encuentra presente en varias regiones del mundo y permite un fácil y creciente desarrollo de infraestructura, favoreciendo la comercialización entre naciones.

Tabla 5 - Consumo mundial de energía por combustibles (EJ).

	Petróleo	Carbón	Gas Natural	Hidroeléctricas	Energías renovables	Energía Nuclear	Total
Consumo	193.0	157.9	29.0	37.6	29.0	24.9	583.9
Porcentaje	33.1%	27.0%	24.2%	6.4%	5.0%	4.3%	100%

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

3.1 Principales regiones productoras de gas natural en el mundo

El gas natural se prevé que desempeñe un papel de suma importancia en la combinación energética mundial, más concretamente como un combustible limpio, y considerando que las reservas mundiales de gas natural están insuficientemente explotadas. Sin embargo, el crecimiento de los mercados de energía se desaceleró en 2019 en relación con un crecimiento económico más débil propiciado por factores externos presentados durante ese año, en comparación con factores únicos que impulsaron la demanda de energía en 2018. Esta desaceleración fue particularmente evidente en los EE. UU., Federación Rusa e India, cada uno de los cuales exhibió inusualmente un decrecimiento en ese año.

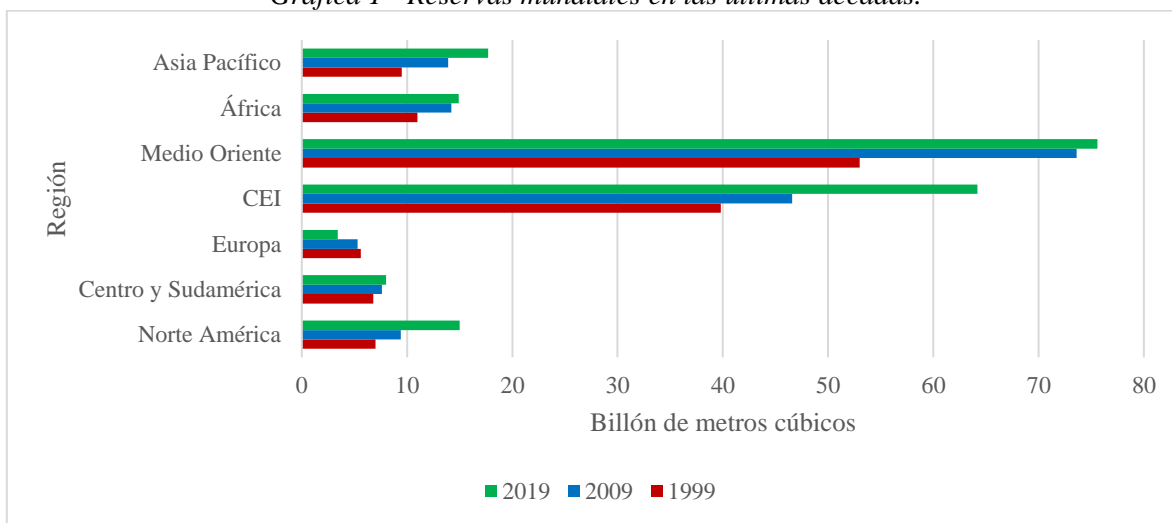
La desaceleración en el crecimiento de la demanda de energía, combinada con un cambio en la mezcla de combustibles desde el carbón hacia el gas natural y las energías renovables, llevó a una desaceleración significativa en el crecimiento de las emisiones de carbono. Los precios de la energía cayeron en general, particularmente para el carbón y el gas, donde el crecimiento de la producción superó al consumo, lo que provocó una acumulación de inventarios. Los precios del petróleo fueron un poco más bajos.

Durante el 2019, el crecimiento entorno al gas natural, a nivel mundial promedió 2%. Este valor está por debajo de lo planteado como promedio de 10 años y muy por debajo del crecimiento excepcional observado en 2018 el cual fue de 5.3%. La producción de gas creció 132 mil millones de metros cúbicos (MMm³), que representó 3.4% en comparación con el 2018, superando el crecimiento del consumo. El caso más representativo es EE.UU., mismo que representó casi dos tercios del crecimiento global neto, con un aumento volumétrico de 85 MMm³ apenas por debajo del incremento récord del 2018 que fue de 90 MMm³, a la par, la oferta se vio fortalecida por un fuerte crecimiento en Australia con 23 MMm³ y China con 16 MMm³ (British Petroleum, 2021).

Ante tal crecimiento en el consumo del gas natural como energético, se deben realizar estudios de las zonas con reservas de gas, a fin de determinar la factibilidad comercial de dicho pozo o yacimiento, para ello, se realizan estudios de las reservas mundiales. Las reservas de gas natural se distribuyen por todo el mundo, sin embargo, no de manera uniforme. Las mayores reservas de gas natural convencional se encuentran en Federación Rusa y el Medio Oriente con importantes reservas en otras partes del mundo. Estas reservas convencionales son las encargadas de proveer la mayor parte del gas natural que se consume actualmente en el mundo. De acuerdo con datos reportados por la AIE, los recursos convencionales y no convencionales que se pueden recuperar o extraer, que están identificados en todo el mundo, son de tamaño similar. El ejemplo más representativo, es la producción de gas no convencional de EE.UU., que representa hasta el 60% de su producción, pero contribuye muy poco en otras partes del mundo. La AEI sugiere que las reservas recuperables totales podrían proporcionar gas natural durante 250 años al ritmo actual de consumo. De acuerdo con *British Petroleum*, en su *Statistical Review of World Energy 2020* reporta que las reservas se han

incrementado por la tecnología utilizada y la exploración de nuevos yacimientos, de acuerdo a una regionalización, agrupando a los países en las siguientes regiones: Asia – Pacífico, África, Medio Este, Comunidad de Estados Independientes (CEI), Europa, Centro y Sudamérica y Norte América, mismo que se puede apreciar en la Gráfica 1.

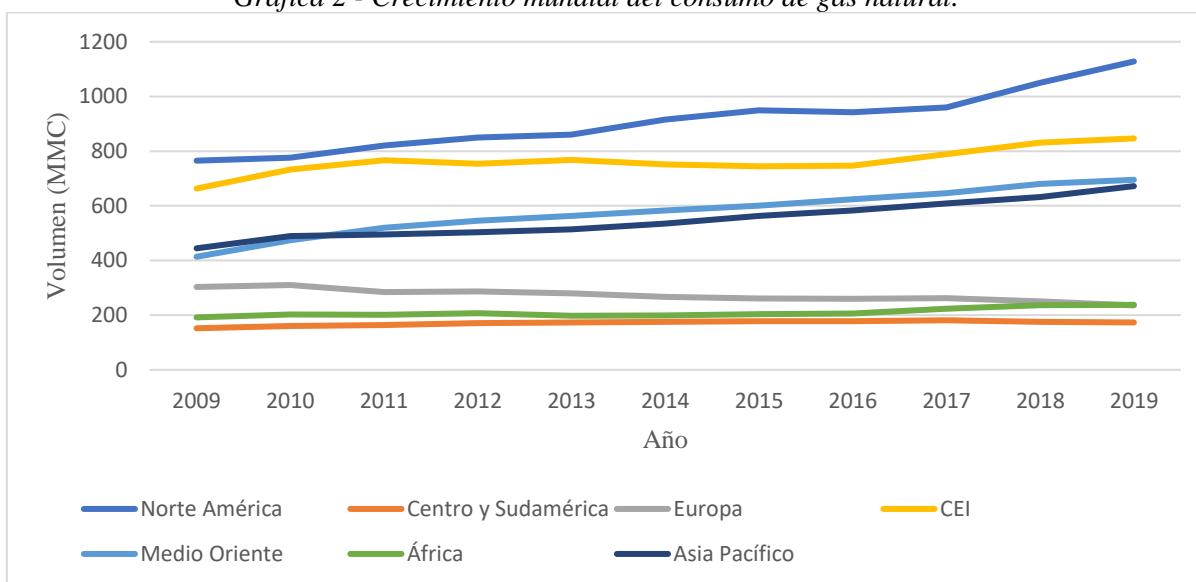
Gráfica 1 - Reservas mundiales en las últimas décadas.



Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

Por otra parte, estas regiones tienen producciones anuales de gas natural que han crecido considerablemente en los últimos años, mismo que viene impulsado por el desarrollo de infraestructura y el creciente mercado internacional, como se muestra en la Gráfica 2 (MMC: Mil millones de metros cúbicos).

Gráfica 2 - Crecimiento mundial del consumo de gas natural.



Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

Como se aprecia claramente en el gráfico anterior, Norte América y la región CEI son las zonas con mayor producción de Gas Natural, mismo que viene dado por el creciente desarrollo económico e

infraestructura. Adicionalmente en cada región, los países predominantes en producción se plasman en la Tabla 6:

Tabla 6 - Países productores de gas natural por región.

Región	País	Producción en 2019 (MMC)	Exajoules
Norte América	EE.UU.	920.9	33.15
CEI	Federación Rusa	679.0	24.45
Medio Este	Irán	244.2	8.79
Asia Pacífico	China	177.6	6.39

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

En el caso de EE.UU., es el país que al 2019 era el primer país productor de gas natural, seguido por la Federación Rusa. Los 25 países productores de gas en 2019 son los mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7 - Países productores de gas natural en 2019.

Posición	País	Producción (MMC)	Exajoule
1	EE.UU.	920.9	33.15
2	Federación Rusa	679.0	24.45
3	Irán	244.2	8.79
4	Qatar	178.1	6.41
5	China	177.6	6.39
6	Canadá	173.1	6.23
7	Australia	153.5	5.52
8	Noruega	114.4	4.12
9	Arabia Saudita	113.6	4.09
10	Argelia	86.2	3.10
11	Malasia	78.8	2.84
12	Indonesia	67.5	2.43
13	Egipto	64.9	2.34
14	Turkmenistán	63.2	2.27
15	Emiratos Árabes Unidos	62.5	2.25
16	Uzbekistán	56.3	2.03
17	Nigeria	49.3	1.77
18	Argentina	41.6	1.50
19	Reino Unido	39.6	1.43
20	Omán	36.3	1.31
21	Tailandia	35.8	1.29
22	Trinidad y Tobago	34.6	1.24
23	México	34.0	1.22
24	Pakistán	33.9	1.22
25	Otros países de Asia	29.6	1.07

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

3.2 Principales regiones consumidoras de gas natural en el mundo

Los 25 países consumidores de gas natural más grandes de 2019 se enumeran en la Tabla 8. El consumo mundial de gas natural alcanzó los 3,929.2 MMC en 2019. La mayor parte se consumió en EE.UU., la Federación Rusa, China e Irán con un 46.36% del consumo mundial.

Tabla 8 - Países con mayor consumo de gas natural.

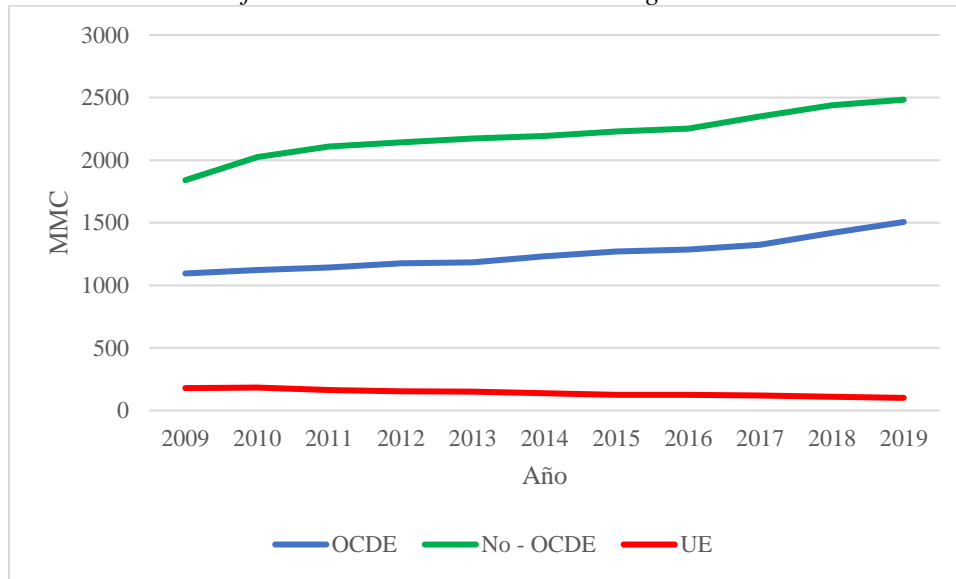
Número	País	Consumo (MMC)	Exajoule
1	EE.UU.	846.6	30.48
2	Federación Rusa	444.3	16.00
3	China	307.3	11.06
4	Irán	223.6	8.05
5	Canadá	120.3	4.33
6	Arabia Saudita	113.6	4.09
7	Japón	108.1	3.89
8	México	90.7	3.26
9	Alemania	88.7	3.19
10	Reino Unido	78.8	2.84
11	Emiratos Árabes Unidos	76.0	2.74
12	Italia	70.8	2.55
13	India	59.7	2.15
14	Egipto	58.9	2.12
15	Corea del Sur	56.0	2.01
16	Australia	53.7	1.93
17	Tailandia	50.8	1.83
18	Argentina	47.5	1.71
19	Pakistán	45.7	1.64
20	Argelia	45.2	1.63
21	Indonesia	43.8	1.58
22	Francia	43.4	1.56
23	Uzbekistán	43.4	1.56
24	Turquía	43.2	1.56
25	Malasia	42.3	1.52

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

Los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), en conjunto con la Unión Europea (UE) consumen un 57.8% de toda la demanda de 2019, la cual es una proporción mayor que su participación en la producción mundial que representa 40.3%.

Si bien el consumo de gas natural en la mayoría de los países aumentó durante los últimos años y se espera que aumente en el futuro a corto y mediano plazo, en Europa se observó una disminución y la mayoría de los pronósticos esperan que el consumo de gas natural se estanque o disminuya aún más en el futuro como se muestra en la Gráfica 3.

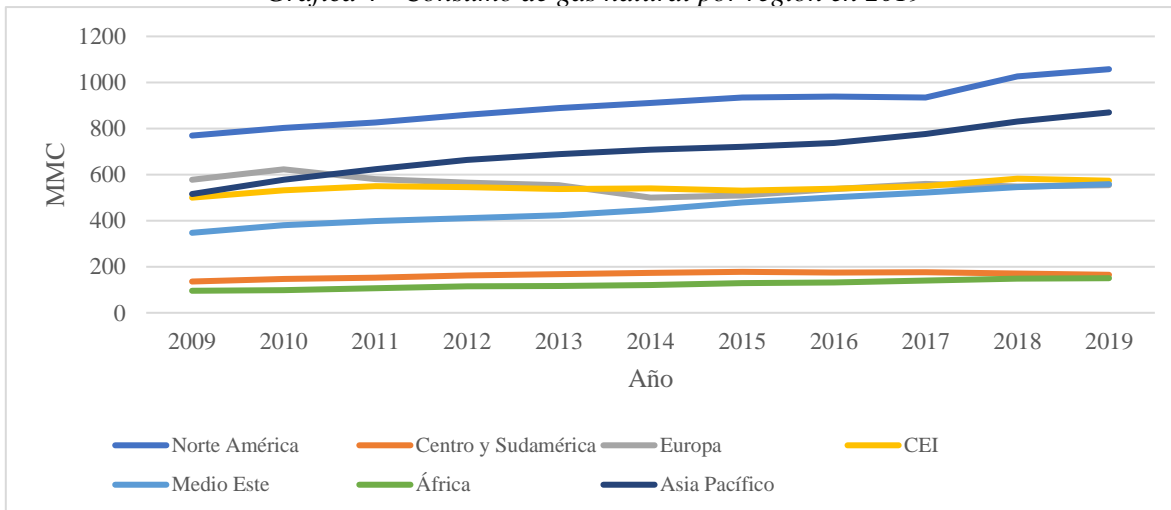
Gráfica 3 - Tendencia de consumo de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

En términos de volumen, la demanda creció en 77.5 MMC, la cual fue liderada por EE.UU. con 26.7 MMC y China 24.3 MMC. De manera general, de las siete regiones establecidas de consumo de gas natural, a nivel mundial, cinco de ellas han aumentado su consumo de gas, mientras que dos de ellas han reducido su consumo de 2018 a 2019, como se aprecia en la Gráfica 4.

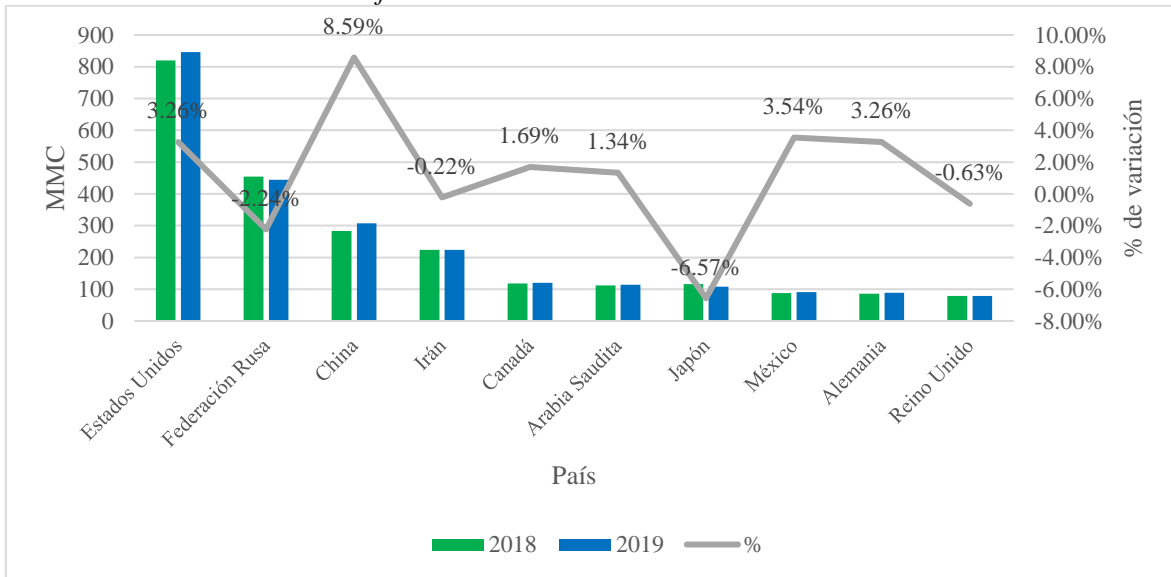
Gráfica 4 - Consumo de gas natural por región en 2019



Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

El crecimiento del consumo de gas en EE.UU. y China en 2019 fue mucho más lento que en 2018, ya que el impulso de los efectos climáticos y el cambio de carbón a gas impulsado por las políticas en China se desvaneció. Una reducción en el número de días inusualmente fríos también contribuyó a una caída en el consumo de gas de Federación Rusa en 10.2 MMC. Los 10 países con mayor consumo de gas en el 2019 tuvieron un comportamiento de alzas y bajas, como se muestra en la Gráfica 5.

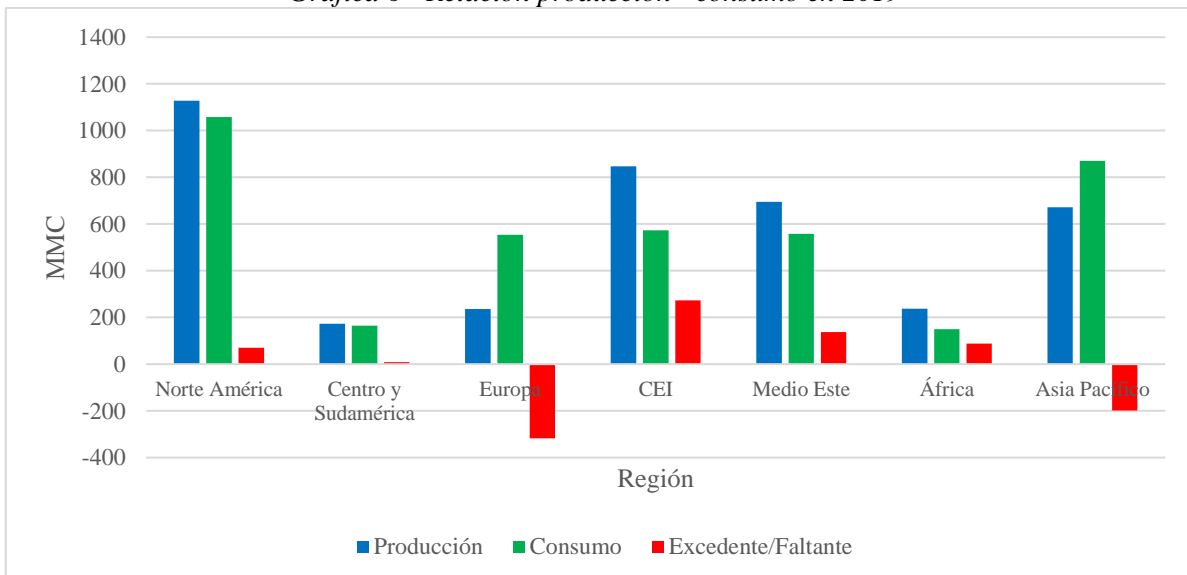
Gráfica 5 - Variaciones de consumo en 2019



Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

Por otra parte, se puede marcar una clara tendencia entre producción y consumo, puesto que las regiones de mayor producción son las que tienen un mayor consumo, sin embargo, tienen excedentes que comercializan al mercado demandante, como se muestra en la Gráfica 6. Caso contrario, las regiones que tienen una menor producción tienen una tendencia transicional a convertir sus industrias y mercados internos a gas natural, por lo que su demanda es mucho mayor a la producción, necesitando importar GNC o GNL.

Gráfica 6 - Relación producción - consumo en 2019



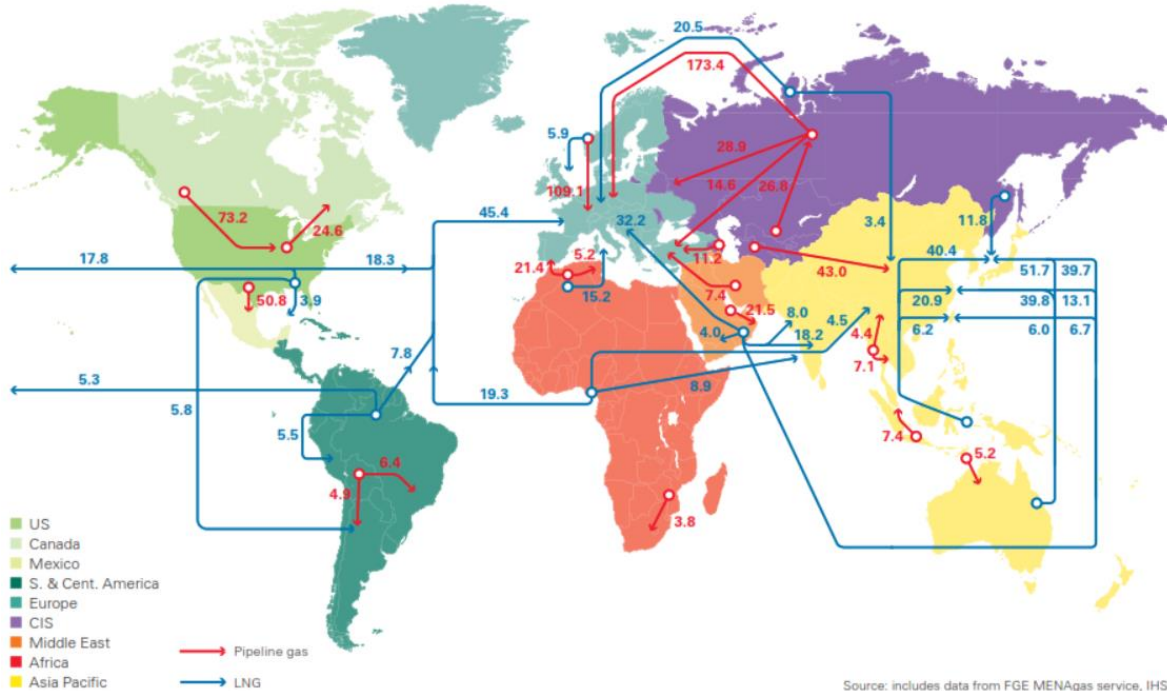
Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

3.3 Situación económica de oferta y demanda con relación al gas natural en el mercado internacional

Como consecuencia la baja proporción de gas natural intercambiado en relación con el gas producido no existe un verdadero mercado global. Por el contrario, existen mercados regionales, que poseen diferentes niveles de organización, madurez y estructura de mercado. El mercado regional se sustenta con los países productores y sus países vecinos que son consumidores. Por lo tanto, el comercio del gas natural fluye desde países de alta producción hacia países de alto consumo. Estos flujos comerciales se muestran en la Ilustración 5 (British Petroleum, 2021).

Las Tablas 7 y 8, así como la ilustración 5, muestran los flujos comerciales del gas natural. El ejemplo más tangible corresponde a la Federación Rusa, que exporta la mayor parte de gas a Europa y Asia. En segundo término, está EE.UU., que cuenta con la capacidad de exportar gas a México, Canadá, Asia, Europa y Sudamérica.

Ilustración 5 - Movimiento del mercado internacional de gas natural 2019 (MMC)



Fuente: Tomado de British Petroleum, 2021.

Los mayores exportadores netos, es decir, países con una alta producción autónoma y un consumo relativamente bajo se ilustran en la Tabla 9.

Tabla 9 - Países con excedente de gas natural en 2019

Posición	País	Excedente (MMC)
1	Federación Rusa	234.7
2	Qatar	137
3	Noruega	109.9
4	Australia	99.8
5	EE.UU.	74.3

6	Canadá	52.8
7	Argelia	41
8	Malasia	36.5
9	Indonesia	23.7
10	Irán	20.6

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

Los países con producción autónoma relativamente baja y alto consumo son los mayores importadores netos. Los países con la mayor demanda se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10 - Países con alto consumo de gas natural en 2019

Posición	País	Faltante (MMC)
1	China	129.7
2	Japón	108.1
3	Alemania	83.4
4	Italia	66.2
5	México	56.7
6	Corea del Sur	56
7	Reino Unido	39.2
8	India	32.8
9	Tailandia	15
10	Emiratos Árabes Unidos	13.5

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

A partir de la Tabla 10 se puede deducir que las regiones de América del Norte, Europa Occidental y Asia-Pacífico, son los mercados de mayor impacto global por la alta demanda que presentan, a la par, mercados como Latinoamérica adquieren cada vez más importancia dentro del papel de producción y consumo.

La demanda perteneciente a la región de África, el Sudeste Asiático y de China es satisfecha, en su mayor parte, por fuentes internas o regionales circundantes, respectivamente. El Medio Oriente es principalmente una región productora con exportaciones en su mayoría a Europa y Asia-Pacífico.

La industria del gas natural es un vasto sector, concentrado e intensivo en capital. Debido al estrecho lazo que existe entre la exploración y la producción del gas natural, así como del petróleo, las compañías petroleras son igualmente las principales empresas implicadas en el sector del gas natural. Caso contrario, el transporte y distribución del gas se asemejan más al sector del transporte y distribución de electricidad. De manera generalizada, el mercado de gas natural se distribuye de la siguiente manera, las empresas de exploración y producción venden el gas a las empresas transportadoras. Finalmente, el gas natural pasa a empresas de distribución en los mercados regionales o locales, generando una estructura comercial en el mercado global.

Como el gas natural tiene una densidad energética mucho menor que otros productos obtenidos del petróleo, la cadena de valor comercial del gas tiene su mayor repunte en los costos de transporte y almacenamiento. Dado que el gas natural se encuentra en estado gaseoso, el transporte se restringe al transporte por ductos o licuefacción, por tal motivo, durante décadas esta restricción provocó el unificar un mercado global.

La industria del gas natural era considerada como un monopolio natural, dominado por empresas del Estado. No obstante, la liberalización de los mercados de gas natural está cambiando esta situación en muchos países mediante un proceso de separación de la oferta de gas natural de los servicios de transporte, ampliando las posibilidades de los consumidores. Los mercados regionales dominaron y las diferencias de precios entre estos continuaron existiendo durante períodos más largos.

En América del Norte, región donde el mercado está altamente liberalizado, los precios son muy competitivos y fluctúan en función de la oferta y la demanda. Tras la apertura del mercado a la competencia, los precios disminuyeron significativamente, por el contrario, en el seno de la Federación Rusa, donde existe una situación de monopolio, los precios internos se han mantenido artificialmente bajos mientras que el gas es vendido en los mercados extranjeros a precios más elevados, lo que permite compensar las pérdidas.

En el resto de Europa, el precio del gas natural está influenciado por la fuerte competencia con combustibles alternativos. De manera general, el precio incluye los costos en las diferentes etapas de la cadena de producción, transporte y suministro.

Generalmente los principales componentes del precio del gas natural son:

- El precio en la boca del pozo;
- El costo de transporte a largas distancias;
- El costo de la distribución local.

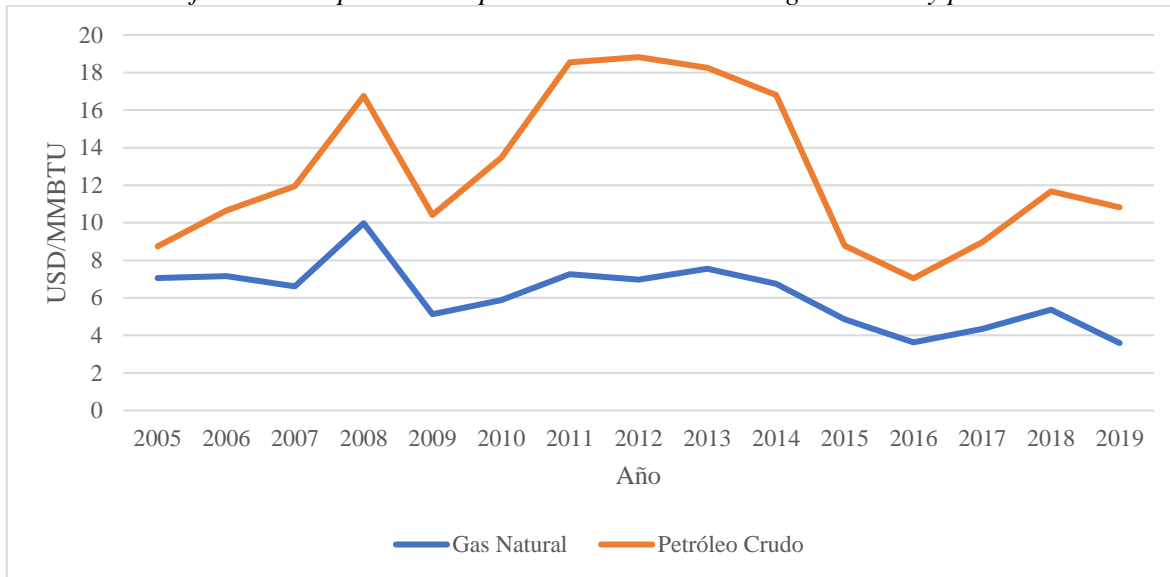
El precio principal que se considera es el precio en la boca del pozo.

Pero los precios en la boca del pozo muestran una volatilidad elevada en función de las condiciones meteorológicas y de otros diversos factores del mercado. La eficacia creciente del transporte, del almacenamiento y de la distribución permite a los consumidores reducir el impacto de esta volatilidad de precios.

Los precios pueden también ser medidos por tipo de usuario. Se distinguen entonces los precios para los consumidores domésticos, comerciales, industriales o para las compañías de electricidad (Valdez, 2011).

En los últimos meses las variaciones en la cotización de otros combustibles y las fuertes revalorizaciones bursátiles que han experimentado las empresas del sector han generado opiniones diversas sobre la sostenibilidad futura de las rentabilidades obtenidas por éste (Gráfica 7).

Gráfica 7 - Comparativa de precios de mercado entre gas natural y petróleo



Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

Sin embargo, la rentabilidad obtenida por cada una de ellas varía notablemente, dependiendo de su tamaño o de que el negocio de exploración y producción se encuentre en sus países de origen. En los mercados de Europa y Asia, el cálculo se sustenta en una base llamada “netback”, es decir, que los costos de transporte y de distribución se determinan a partir del precio medio de las energías concurrentes en el mercado del usuario final. El resultado corresponde al precio máximo de compra que el distribuidor gasífero está dispuesto a pagar al productor. La indexación clásica permite mantener en el tiempo una relación entre el gas natural y los combustibles concurrentes.

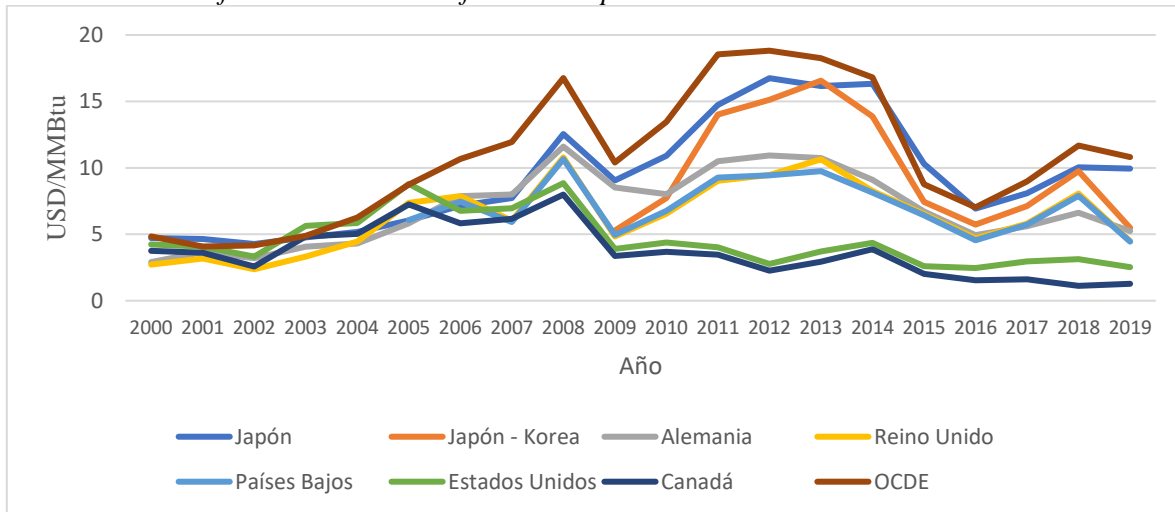
A pesar del aumento de GNL en un mercado globalizado, se han marcado precios de referencia en diferentes países, con lo cual ha permitido una estandarización desde finales de 2015, permitiendo una mayor competitividad y mayor cobertura de comercio para el sector.

En un contexto global, las principales referencias del precio de mercado de gas natural son:

- En Norte América: Henry Hub (*New York Mercantile Exchange*) en los EE.UU. y AECO (*Natural Gas Exchange*) en Canadá.
- En Europa: el índice Heren (*British National Balancing Point*) y el Zeebrugge Hub (Bélgica).

En la Gráfica 8 se realiza una comparativa entre los precios de referencia de los índices de GNL usados por Japón y Corea, el índice de GNC de Alemania, Reino Unido, Países Bajos, EE.UU., Canadá y el índice del precio del petróleo utilizado por los países miembros de la OCDE, desde 2009 a 2019, puesto que son las zonas con el mayor reporte de precios al mercado, destacando Canadá y EE.UU. como las regiones más competitivas por precios muy asequibles. La Gráfica 8 muestra el valor promedio anual de estos índices, mismos que se calculan de manera diaria conforme a la oferta y demanda del mercado de gas natural, el cual determina su punto óptimo.

Gráfica 8 - Índices de referencia de precio de mercado de 2009 a 2019.



Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum, 2021.

Solo a principios de 2016, principalmente como resultado de la abundante oferta y los avances tecnológicos, los precios mundiales del gas natural comenzaron a marcar una tendencia de mayor accesibilidad. Sin embargo, en los EE.UU., la situación de sobreoferta hizo que los precios se mantuvieran bajos y se desarrollaran sin correlación con los precios en otras regiones y con los precios de los combustibles alternativos. Es decir, mientras que los precios del gas natural y el petróleo crudo de EE.UU. estaban, al menos a largo plazo, bastante bien correlacionados hasta fines de 2008, el coeficiente de correlación disminuyó a partir de 2009 pero aumentó en 2014 nuevamente.

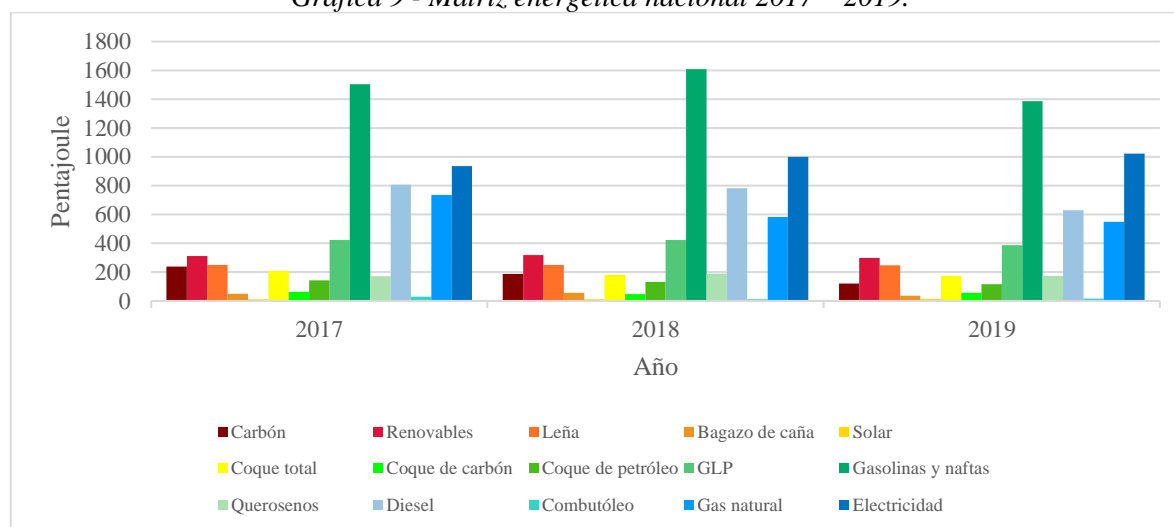
Una comparación de los precios del gas natural en EE.UU. y los precios del gas natural en Europa muestran que, a pesar de que la globalización de la industria del gas natural se inició aproximadamente en 2005 como consecuencia de las entregas internacionales de GNL, solo durante los últimos años los precios han comenzado a generar una tendencia de precio de mercado accesible, colocándose por debajo de los 5 USD/MMBtu.

De manera general, podemos observar que la tendencia energética posiciona al gas natural en el tercer lugar a nivel global, dada la disponibilidad que se tiene en América, Medio Oriente y parte de Rusia, así como la diversidad de infraestructura que ha permitido interconectar el Norte de América con el centro y sur, así como parte de Asia y a su vez las regiones productoras de Rusia, que suministran a Europa y Asia, y finalmente Medio Oriente que suministra a parte de Europa, Asia y África. Claramente se observa que, a mayor desarrollo en tecnología y demanda energética, la producción de gas y consumo va en aumento, por lo que la dependencia es mayor, teniendo casos particulares como Europa, donde su producción es menor al consumo que tiene, por lo que debe importar y generar sistemas de almacenamiento, dicho sistema es lo que regular el precio de mercado para cada región, dada la disponibilidad, la demanda y la distancia para llevar el energético.

4. Gas Natural en México

El gas natural ha jugado un rol importante en la transición energética por ser la energía fósil más limpia, eficiente y económica en comparación con otras energías fósiles, y es uno de los combustibles que se espera mantenga un crecimiento significativo en los próximos quince años dentro de la matriz energética nacional (ver Gráfica 9), en la gráfica solo se engloba el uso de gas natural en los diversos sectores, descartando el sector de generación eléctrica.

Gráfica 9 - Matriz energética nacional 2017 – 2019.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

En espera del crecimiento referido en el párrafo anterior, se ha modificado el marco regulatorio que permita el desarrollo de infraestructura en torno al gas natural, potencializando su presencia en todo el país, todo ello a partir del cambio en el contenido de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política. Los cambios han permitido el crecimiento del sector, a partir de la eliminación de barreras tecnológicas y financieras que eran los factores limitantes para el desarrollo en el país de dicho mercado, permitiendo el desarrollo y cobertura del sector energético (Alexandri, y otros, 2018).

Artículo 25: “El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar.”

Párrafo reformado DOF 20-12-2013

Artículo 27: “Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o substancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas; los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los yacimientos minerales u orgánicos de materias susceptibles de ser utilizadas como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el Derecho Internacional. “

Párrafo reformado DOF 20-01-1960

“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.”

Párrafo adicionado DOF 20-12-2013

Artículo 28: “El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.”

Párrafo adicionado DOF 20-12-2013

El cambio paradigmático que derivó en las modificaciones constitucionales permitió la creación de leyes, reglas y normas totalmente nuevas, así como la modificación de las existentes en materia energética que han permitido impulsar a la industria de los hidrocarburos hacia la modernización. Anteriormente toda actividad en materia energética, que representara un punto estratégico, estaba reservada al Estado por medio de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. Ahora, el modelo de organización industrial del sector energético está considerado como un modelo de alto grado de apertura hacia la participación del sector privado en todo segmento de la cadena de valor, lo cual ha permitido sentar las bases para el desarrollo de mercados eficientes y competitivos del sector energético.

4.1 Reforma energética del 2013

La Reforma Energética, implementada en 2013, fue un paso que tuvo como objetivo encaminar a México a la modernización del sector energético, sin privatizar las empresas públicas existentes que se dedican a la producción y al aprovechamiento de los hidrocarburos y de la electricidad. Dicha reforma, bajo los diversos niveles de cobertura que tiene en el país, surge de la necesidad de dar sustento y desarrollo al sector energético, se justificó en el estudio y valoración de diversas iniciativas presentadas por los partidos políticos representados en el Congreso.

Tras varios procesos de análisis y modificaciones, deja en claro que el objetivo y las premisas fundamentales con las cuales se sustenta son (SEGOB, 2013):

- I. Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo;
- II. Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a PEMEX y a la CFE como Empresas Productivas del Estado, 100% públicas y 100% mexicanas;
- III. Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural;
- IV. Permitir que la Nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la energía eléctrica;
- V. Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país;
- VI. Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios;
- VII. Garantizar estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro energético, así como transparencia y rendición de cuentas en las distintas actividades de la industria energética;
- VIII. Combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético;
- IX. Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las futuras generaciones;
- X. Impulsar el desarrollo, con responsabilidad social y ambiental.

Dichos objetivos y premisas reflejarán beneficios fundamentales para el desarrollo y crecimiento del sector energético en México y con ellos, un mayor beneficio para los mexicanos, entre los que destacan (SEGOB, 2013):

- I. Bajar las tarifas eléctricas y bajar el precio del gas natural.
- II. Lograr tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas natural superiores a 100%.
- III. Aumentar la producción de petróleo de 2.5 millones de barriles diarios que se producen actualmente, a 3 millones de barriles en 2018, y a 3.5 millones en 2025. Así mismo aumentar la producción de gas natural de los 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios producidos actualmente a 8 mil millones en 2018 y a 10 mil 400 millones en 2025.
- IV. Generar cerca de un punto porcentual más de crecimiento económico en 2018 y aproximadamente 2 puntos porcentuales más para 2025.
- V. Crear cerca de medio millón de empleos adicionales de diciembre 2012 a noviembre 2018, llegando a 2 millones y medio de empleos en 2025.
- VI. Sustituir las centrales eléctricas más contaminantes con tecnologías limpias y fomentar la utilización de gas natural en la generación eléctrica.

Con esta Reforma, y las leyes secundarias que la acompañan, se originó un nuevo arreglo institucional supervisado y regulado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Estas instancias constituyen los Órganos Reguladores Coordinados del sector energético con autonomía técnica, operativa y de gestión de todo proyecto energético a desarrollarse en el país que se fundamente en torno a materias primas energéticas de origen fósil.

Para ello, se han modificado y aprobado nuevas leyes y reglamentos, para diversas dependencias o sectores estratégicos, entre las que destacan en el sector del gas natural las siguientes:

- Nuevas leyes:
 - Ley de Hidrocarburos;
 - Ley de la Industria Eléctrica
 - Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos;
 - Ley de Petróleos Mexicanos;
 - Ley de la Comisión Federal de Electricidad;
 - Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;
 - Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;
 - Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo;
 - Ley de Transición Energética.
- Leyes Modificadas:
 - Ley de Inversión Extranjera;
 - Ley de Asociaciones Público-Privadas;
 - Ley Federal de Entidades Paraestatales;
 - Ley Federal de Derechos;
 - Ley de Coordinación Fiscal.
- Nuevos Reglamentos:
 - Reglamento de la ley de Hidrocarburos;
 - Reglamento de la ley de la Industria Eléctrica
 - Reglamento de la ley de Petróleos Mexicanos;
 - Reglamento de la ley de la Comisión Federal de Electricidad;
 - Reglamento de la ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;
 - Reglamento de la ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;
 - Reglamento de la ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo;
 - Reglamento de la ley de Transición Energética.
- Reglamentos modificados:
 - Reglamento de la ley de Inversión Extranjera;
 - Reglamento Interno de la CRE;
 - Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;
 - Reglamento Interno de la Secretaría de Energía;
 - Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Medio Ambiente en Materia de Ordenamiento Ecológico;
 - Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.

4.2 Presencia nacional del gas natural

México, al igual que muchos otros países con abundantes recursos naturales, sustenta en gran medida su desarrollo económico y social en el sector energético. El sector energético que mayor fuerza tiene en el país es la rama petrolera. Sin embargo, dicho sector es el que enfrenta los mayores retos que deben ser atendidos de forma urgente, entre los que se encuentran la caída de la producción de crudo y la necesidad de incrementar la inversión a nivel industria.

La declinación del yacimiento Cantarell marcó el fin de la era del petróleo de fácil acceso en el país, pese a los esfuerzos realizados mediante la inversión en exploración y extracción de petróleo y gas. Dicho suceso se vio marcado de manera clara, cuando la producción de petróleo pasó de 3.4 millones de barriles diarios en 2004 a 2.5 millones de barriles diarios en 2013.

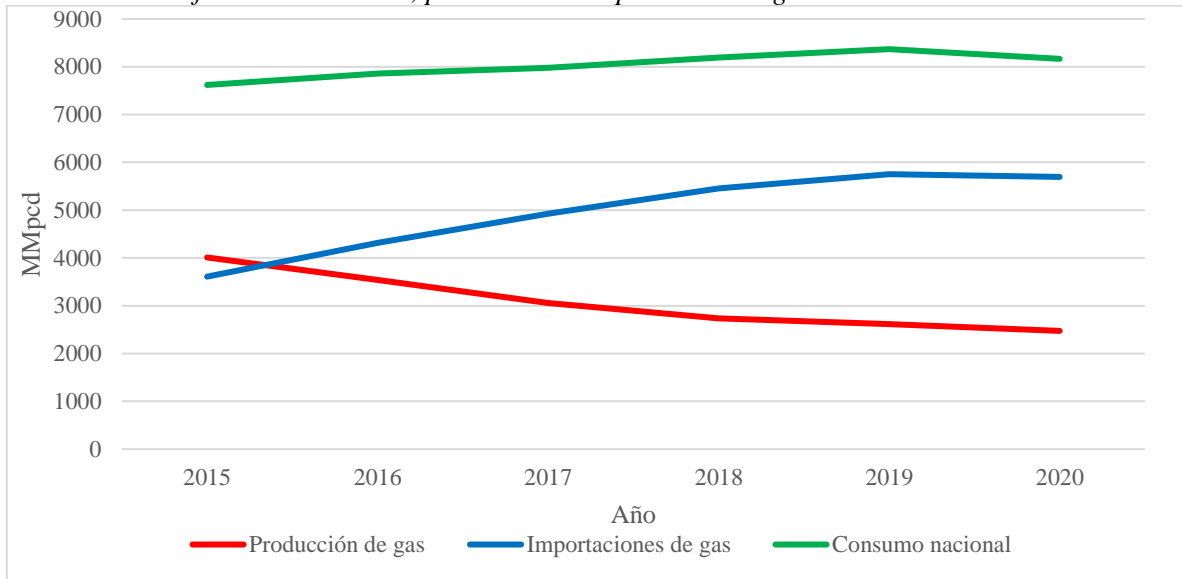
De manera general, el nuevo petróleo o el petróleo del futuro provendrá de los llamados recursos no convencionales que reciben su nombre por localizarse en cuencas de lutitas y/o en aguas profundas. Aunque México cuenta con potencial en dichos recursos, se carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer estos hidrocarburos de forma competitiva.

En México, para poder erradicar dicho obstáculo se requería hacer uso de un marco constitucional que no permitiera frenar el desarrollo potencial y de nuevas tecnologías que dieran paso a la modernización del sector energético. Antes de la Reforma, la Constitución obligaba a su empresa paraestatal PEMEX a llevar a cabo, por sí sola, toda actividad que tuviera relación con la industria petrolera, sin importar las limitaciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeto.

PEMEX a partir de estimaciones determinó que, para desarrollar el potencial de exploración y extracción de la industria petrolera a nivel nacional, requiere de aproximadamente 60 mil millones de dólares al año para realizar dicha labor. Sin embargo, PEMEX sólo contaba en su presupuesto anual para 2014 con alrededor de 27 mil millones de dólares, por lo cual, incluso desarrollando un régimen fiscal más atractivo para PEMEX, se vuelve una vía inviable para desarrollar dicho portafolio (SEGOB, 2013).

En torno al gas natural, en 1997, PEMEX tuvo la capacidad de ser el órgano autosuficiente para satisfacer la demanda de gas en el país, puesto que solo era necesario importar el 3% del consumo nacional. Sin embargo, en julio de 2015, la situación cambió y la importación representó el 52%, a partir de ese mes. Posterior a esto, la importación y producción se mantuvo al 50% por un período de 7 meses. A partir de febrero 2016, la diferencia entre producción e importación comenzó a ser más notoria hasta diciembre de 2020, donde, según datos reportados en el Prontuario Estadístico de Marzo, 2021 (SENER, 2021), estima que las importaciones representan aproximadamente el 70% de la oferta final de gas consumido en el país (Gráfica 10). PEMEX actualmente no cuenta con la capacidad y desarrollo de infraestructura para regresar a ser el órgano autónomo de satisfacer la demanda del país.

Gráfica 10 - Consumo, producción e importación de gas natural en México.

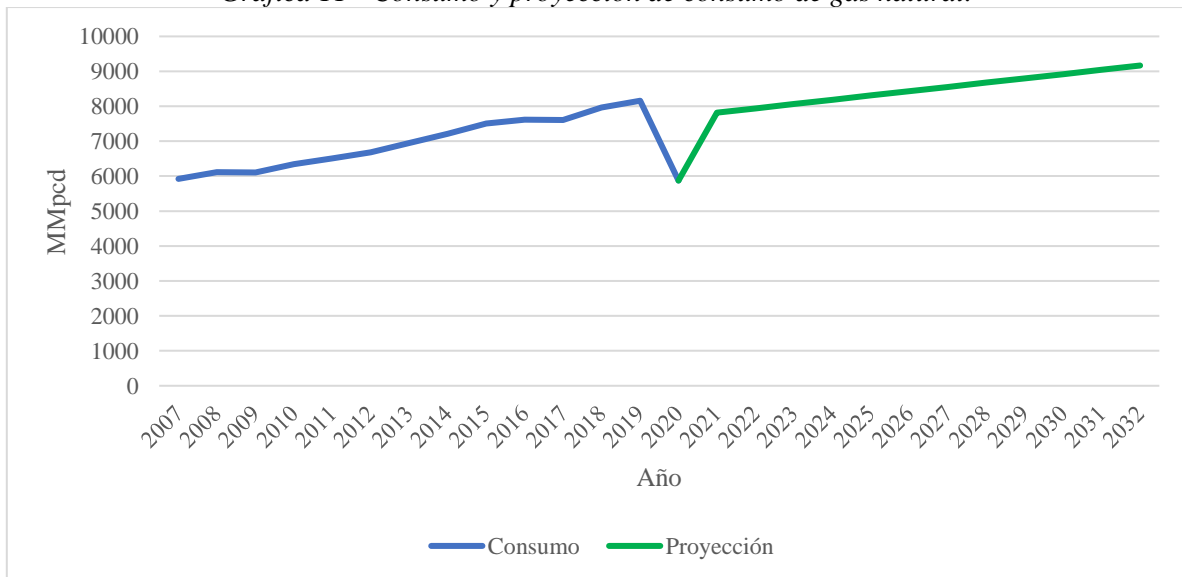


Fuente: Elaboración propia con datos de Hidrocarburos, 2021.

A partir de las tendencias marcadas en el comportamiento de producción, importación y consumo de años anteriores se ha generado una proyección a 2032 (Alexandri, y otros, 2018), con lo cual, se estima que, en dicho año, la demanda será de 9,920.5 MMpcd, lo que representa un incremento de 21.5% comparado con 2020.

Dicho incremento se verá reflejado por el consumo de los sectores eléctrico, petrolero, industrial, residencial, servicios y transporte vehicular. Los comportamientos se pueden ver reflejados en el Gráfico 11. Este gráfico fue obtenido a partir de un análisis de los consumos comprendidos por cada sector desde 2007 a 2020 y las proyecciones de 2021 a 2032.

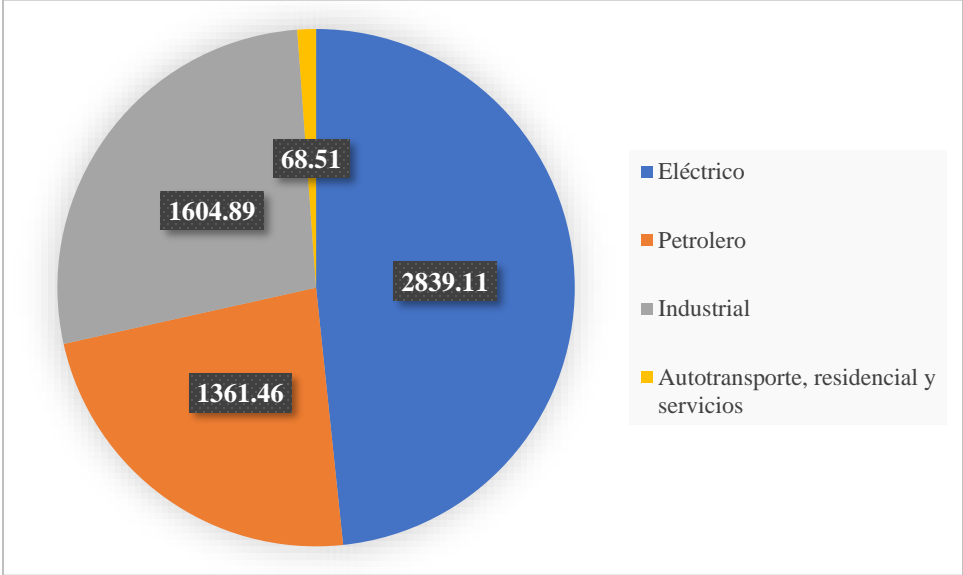
Gráfica 11 - Consumo y proyección de consumo de gas natural.



Fuente: Elaboración propia con datos de Alexandri, y otros, 2018.

El volumen total de gas natural consumido al cierre de 2020 fue de 5,874.002 MMpcd y representó una disminución de 28% respecto al año anterior. El mayor consumo de gas fue liderado por el sector eléctrico, con una demanda del 48.33% del total nacional, seguido por el sector petrolero e industrial con 23.17% y 27.32% respectivamente (ver Gráfica 12).

Gráfica 12 - Consumo de gas natural por sector en 2020 (MMpcd).



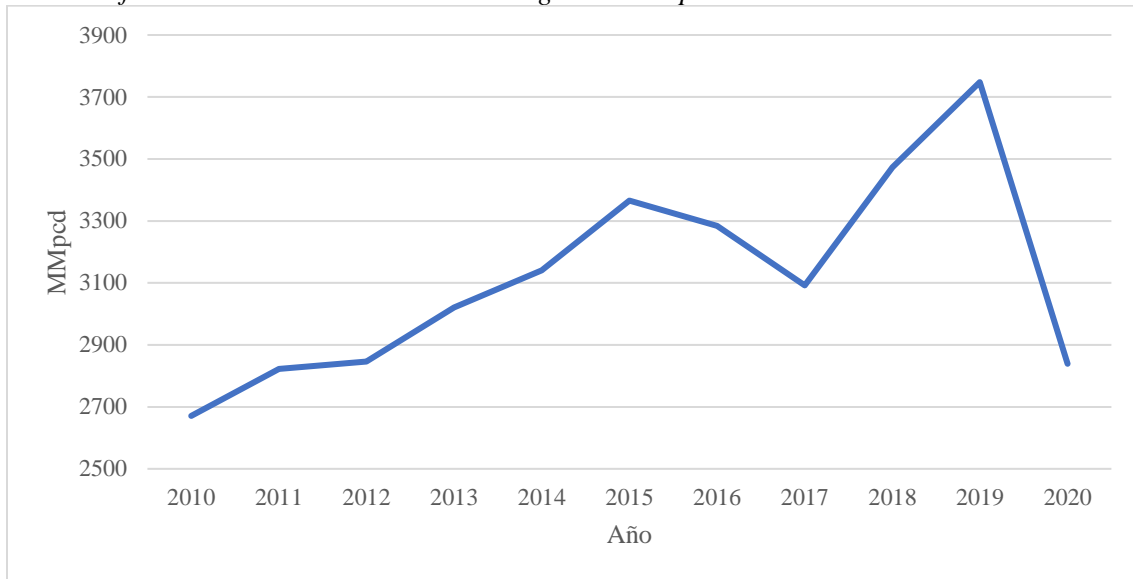
Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

4.2.1. Consumo de gas natural en el sector eléctrico

A nivel global, una quinta parte de la generación de electricidad depende en gran medida del gas natural. EE.UU., Federación Rusa y Japón son los países con la mayor generación eléctrica a partir del gas natural. Bajo ese contexto, en el caso de México, la generación eléctrica es dominada por las centrales de ciclo combinado, donde actualmente existen un total de 48 centrales de ciclo combinado, de las cuales 21 están a cargo de CFE y 27 están a cargo de particulares (CFE, 2020).

En los últimos años, al realizar un análisis de la demanda de gas natural en el sector, se ha podido determinar un incremento del 40% comparando 2010 con 2019, pasando de un consumo de 2,670.7735 MMpcd a 3,747.8182 MMpcd. Sin embargo, en 2020, la tendencia creciente que se venía plasmando dio un giro, disminuyendo la demanda del gas, teniendo un decremento entre 2019 y 2020 de 24% (ver Gráfica 13).

Gráfica 13 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector eléctrico en México.

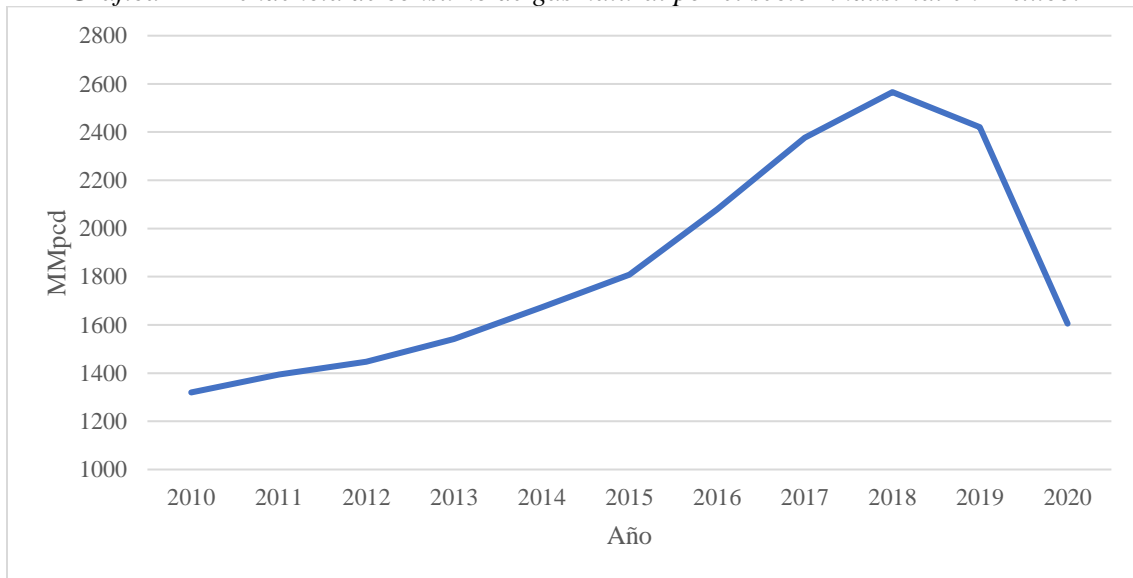


Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

4.2.2. Consumo de gas natural en el sector industrial

En 2020, el sector industrial presentó un consumo de 1,604.89 MMpcd de gas natural para todas sus actividades. Al comparar los datos de 2010 a 2020, se puede determinar una tendencia creciente del periodo 2010 a 2018, teniendo un incremento de 94%. Pero en el periodo 2018 al 2020, se presentó un decremento de 37%, pasando de 2,565.87 MMpcd a 1,604.89 MMpcd (ver Gráfica 14).

Gráfica 14 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector industrial en México.



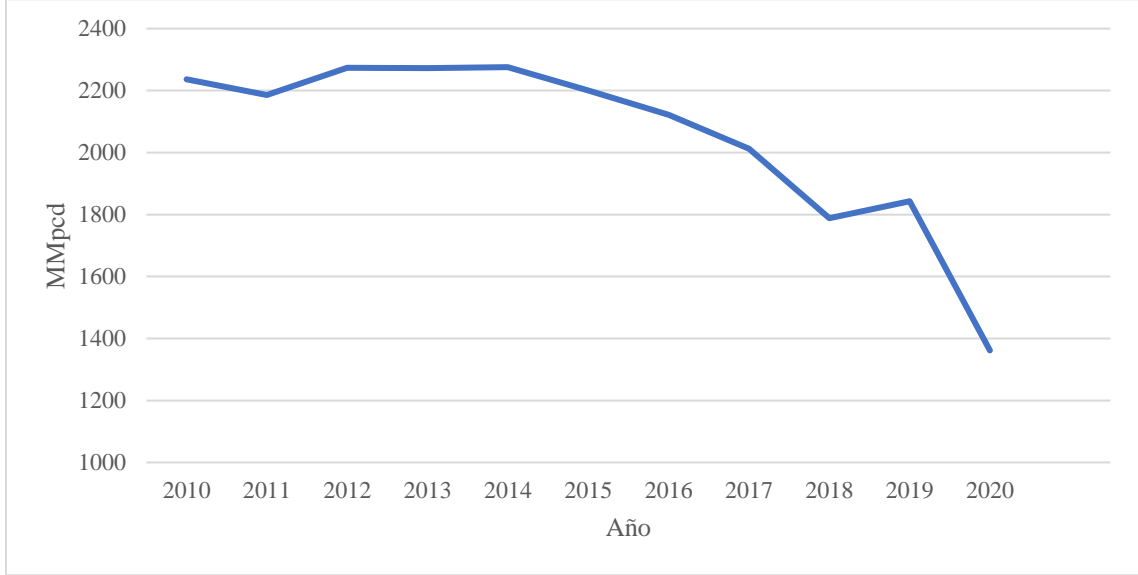
Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

4.2.3. Consumo de gas natural en el sector petrolero

En torno al sector petrolero, la demanda de gas natural se enfoca en los sectores de exploración y producción, de transformación industrial y de cogeneración de la Empresa Productiva del Estado

(EPE) PEMEX. Así como en los sectores anteriores, al realizar un análisis comparativo entre 2010 y 2020, se puede estimar un decremento constante de 39%, pasando de un consumo de 2,236.57 MMpcd en 2010 a 1,361.46 MMpcd en 2020 (ver Gráfica 15).

Gráfica 15 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector petrolero en México.

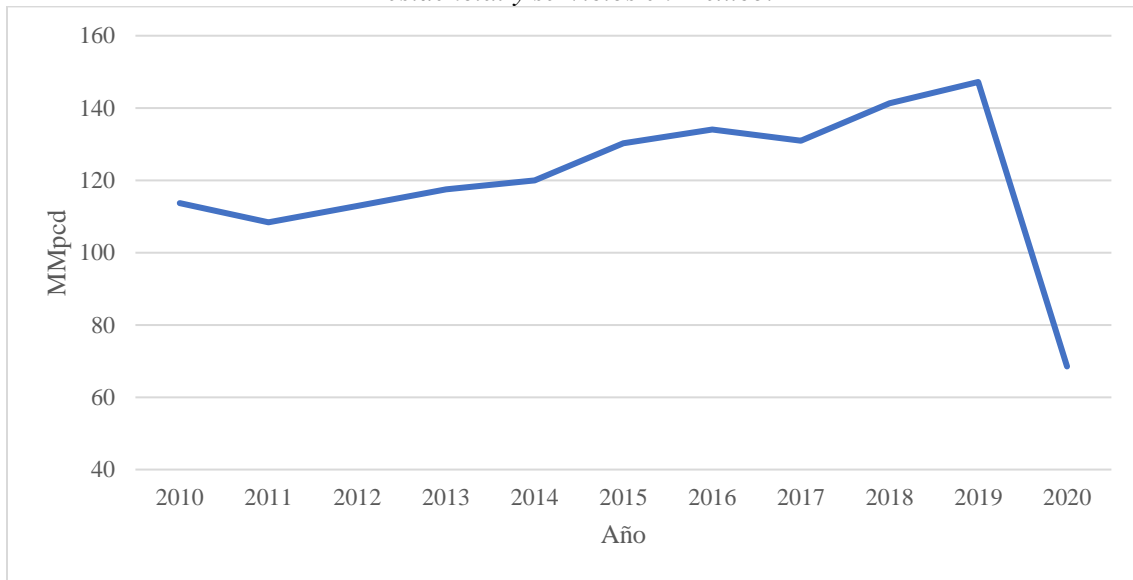


Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

4.2.4. Consumo de gas natural en el sector autotransporte, residencial y servicios

Estos tres sectores, son los que representan el menor consumo, representando el 1.16% del consumo nacional en 2020. Al finalizar 2020, dichos sectores, han realizado un consumo de 68.51 MMpcd. Al igual que los descritos anteriormente han tenido un incremento de 2010 a 2019, pasando de un consumo de 113.68 MMpcd en 2010 a 147.19 MMpcd en 2019, siendo del 29% el incremento. Pero de 2019 a 2020 presentó un decremento de 53%, siendo la demanda en 2020 de 68.51 MMpcd (ver Gráfica 16).

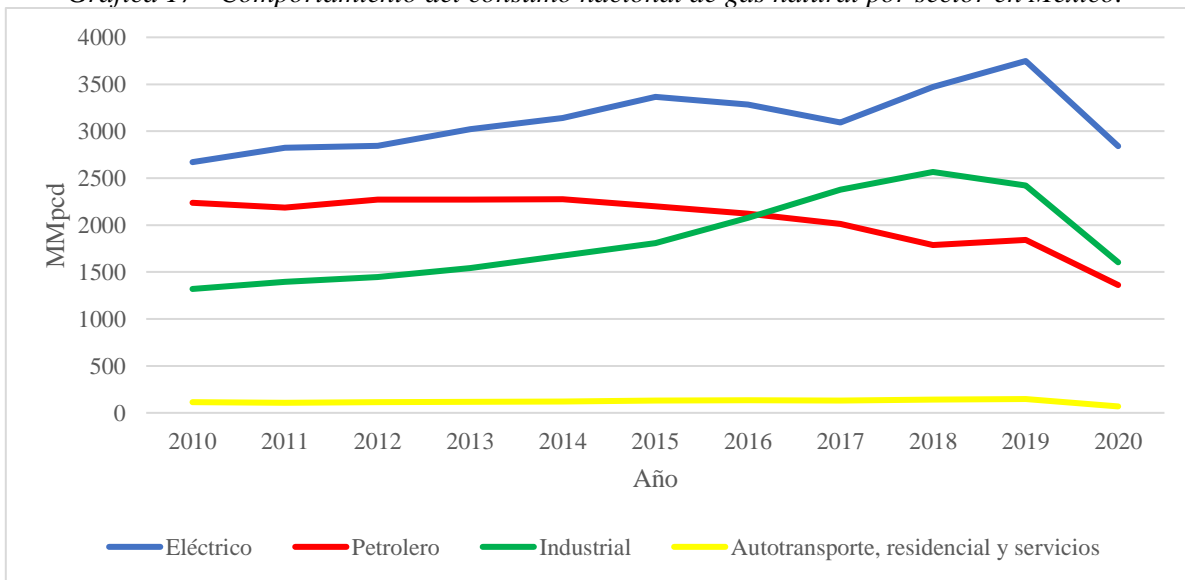
Gráfica 16 - Tendencia de consumo de gas natural por el sector petrolero autotransporte, residencial y servicios en México.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

De manera general, todos los sectores, tuvieron un incremento en su consumo, pero para 2020, tuvieron decrementos considerables, como se aprecia en la Gráfica 17.

Gráfica 17 - Comportamiento del consumo nacional de gas natural por sector en México.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

4.3 Principales zonas de producción de gas natural en México

Cuando se analiza la producción del gas natural, se puede determinar que comprende una cadena de cinco etapas necesarias desde la extracción hasta la entrega al usuario final en los distintos sectores de la actividad económica a la cual se destina.

La cadena de valor del gas natural comienza desde el momento que se pretende realizar una exploración que permita corroborar la existencia de un yacimiento y el potencial que puede tener en términos de factibilidad técnica y económica.

La segunda etapa es la producción o explotación del yacimiento, la cual también se le conoce como extracción.

La tercera etapa se encarga de procesar todo lo que se extrae del yacimiento. En esta etapa del proceso se separa al gas en sus componentes, tanto en la zona de compresión y separación, como en los complejos procesadores de gas (CPG). En este punto, el gas natural se acondiciona de acuerdo con estándares de calidad establecidos en función del uso que se dará en el último punto de la cadena de valor, mismo que se rige bajo estándares internacionales.

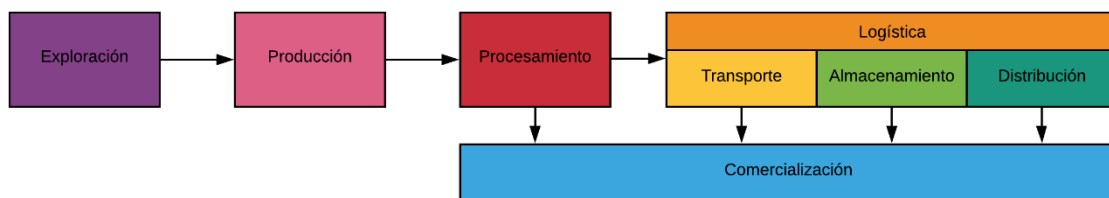
Este punto es crucial en la cadena, puesto que es aquí donde se obtienen los diferentes productos asociados al gas natural como lo son: condensados, metano, etano, gas L.P. y los componentes de mayor peso molecular.

La cuarta etapa agrupa las actividades de logística, las cuales se encargan de manera general de los subprocesos siguientes: Transporte, almacenamiento y distribución. Finalmente, la última etapa es la comercialización que consiste en la gestión de la compraventa del gas (Zepeda Molina, y otros, 2018).

De manera general, a nivel internacional, la cadena de valor del gas natural se puede acotar en tres puntos, agrupando los cinco apartados mencionados anteriormente, los cuales son: *upstream* (se refiere a todo el proceso desde la evaluación geológica de las reservas de hidrocarburo a la canalización de las materias primas a la superficie y la entrega final en forma refinada/purificada), *midstream* (se refiere al transporte de los combustibles), y *downstream* (se refiere a todas las actividades y operaciones en la industria del petróleo que tienen lugar después del transporte del combustible).

De manera visual, podemos ver la cadena de valor en la Ilustración 6 para el caso de México.

Ilustración 6 - Cadena de valor del gas natural.



Fuente: Elaboración propia con datos de Zepeda Molina, y otros, 2018.

Partiendo del segundo punto de la cadena de valor del gas natural en México, se identifican ocho zonas petroleras (Tabla 11), de las cuales dos son zonas o provincias marginales: Chihuahua y Golfo de California. Aunque estas dos zonas cuentan con potencial productor, en la actualidad no tienen producción y han sido exploradas sólo de manera incipiente por las condiciones que implican para la producción. Las seis zonas restantes cuentan con reservas y un alto potencial de producción de

hidrocarburos. Como se aprecia en la Ilustración 7, dos de las zonas o provincias no marginales son terrestres; cinco son transicionales, es decir, que cuentan con una porción terrestre y una porción marina, la cual comprende distancias desde 0 m, hasta los 500 m dentro del mar, a lo que se le llama aguas someras, y finalmente, la última que es una zona o provincia marina completamente.

Ilustración 7 - Zonas petroleras en México.



Fuente: Tomado de Zepeda Molina, y otros, 2018.

Tabla 11 - Zonas petroleras en México.

Número	Zona	Número	Zona
1	Burgos	5	Tampico-Misantla
2	Sureste	6	Veracruz
3	Golfo de México Profundo	7	Chihuahua
4	Sabinas, Burro-Picachos	8	Golfo de California

Fuente: Elaboración propia con datos de Zepeda Molina, y otros, 2018.

De las seis zonas productoras o ricas en petrolíferos, nuevamente se pueden clasificar en subprovincias, generando un total de 17, las cuales se muestran en la Ilustración 8 y se enlistan en la Tabla 12.

Ilustración 8 - Subprovincias petroleras de México.



Fuente: Tomado de Zepeda Molina, y otros, 2018.

Tabla 12 - Subprovincias petroleras de México.

Número	Subprovincia	Número	Subprovincia
1	Abisal del Golfo de México	10	Pilar Reforma-Akal
2	Burgos	11	Plataforma Burro-Picachos
3	Cinturón Plegado de Catemaco	12	Plataforma de Yucatán
4	Cinturón Plegado de Chiapas	13	Sabinas
5	Cinturón Plegado Perdido	14	Salina del Bravo
6	Complejo Volcánico de los Tuxtlas	15	Salina del Istmo
7	Cordilleras Mexicanas	16	Tampico-Misantla
8	Escarpe de Campeche	17	Veracruz
9	Macuspana		

Fuente: Elaboración propia con datos de Zepeda Molina, y otros, 2018.

De las seis zonas que, de acuerdo con su potencial productivo en un corto y mediano plazo en torno al gas natural, se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de gas y yacimiento de acuerdo con los recursos prospectivos que contiene dicha zona, mismos que se enlistan en la Tabla 13 (Zepeda Molina, y otros, 2018).

Tabla 13 - Clasificación de las zonas por tipo de gas.

Zona petrolera	Principal tipo de gas	Tipo de yacimiento
Sabinas, Burro-Picachos	Gas seco	No convencional
Burgos	Gas seco y húmedo	Convencional y no convencional
Tampico-Misantla	Gas húmedo	Convencional y no convencional
Veracruz	Gas seco	Convencional
Sureste	Gas seco y húmedo	Convencional
Golfo de México Profundo	Gas seco y húmedo	Convencional

Fuente: Elaboración propia con datos de Zepeda Molina, y otros, 2018.

A partir de esa clasificación, en México se deduce que cuenta con yacimientos convencionales y no convencionales. De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), podemos definir que un yacimiento convencional como: *“Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos”* (Hidrocarburos, 2013).

En México todas las provincias petroleras tienen producción, descubrimientos o prospectividad de gas, ya sea asociado o no asociado, en yacimientos convencionales. Este tipo de yacimientos han sido explorados y explotados desde que México comenzó su actividad en la industria petrolera, por lo que todo el conocimiento que se tiene acerca de este tipo de yacimientos, así como la tecnología que se emplea es amplia. En comparación con los yacimientos no convencionales, más fácil de explorar y extraer debido a la baja complejidad que representa.

En contra parte, para los yacimientos no convencionales es más complicado establecer una definición única, dado que existen varios tipos, cada uno con características muy particulares. Un yacimiento no convencional acorde con la CNH, se definió como: *“Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que en el caso de yacimientos de aceite y gas en lutitas no necesariamente se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado y, dadas sus condiciones de baja porosidad y permeabilidad, se requiere de técnicas de fracturamiento hidráulico masivo”* (Hidrocarburos, 2013), por lo que se requiere un mecanismo más complejo para poder recuperar el hidrocarburo contenido.

Dentro de los distintos tipos de yacimientos no convencionales que se pueden encontrar en México, destacan en función de la tecnología necesaria para su producción, el *shale gas* (gas de lutita) y el *shale oil* (aceite de lutitas), el *tight oil* y *tight gas* (yacimientos en areniscas de baja permeabilidad), y el *coalbed methane* (gas del carbón mineral o gas grisú) (Zepeda Molina, y otros, 2018). En el caso del *shale gas* y *shale oil* la roca generadora y la roca almacenadora son la misma unidad geológica, lo que implica valores muy bajos de porosidad y permeabilidad, por tal motivo, para la extracción es necesario realizar una fractura artificial de la roca, un procedimiento comúnmente conocido en la industria como *fracking*.

Tras analizar las zonas petroleras en México, las provincias con potencial que cuentan con este tipo de yacimientos son Tampico-Misantla, Burgos, Sabinas, Burro-Picachos y, en menor medida Veracruz, como se muestra en la Ilustración 9 y Tabla 14. En estas zonas, existe potencial de acumulación de hidrocarburos, originados en dos periodos geológicos, correspondientes con rocas del Cretácico y Jurásico (Ilustración 10).

Ilustración 9 - Zonas con yacimiento no convencionales en México.



Fuente: Tomado de Zepeda Molina, y otros, 2018.

Tabla 14 - Zonas con yacimientos no convencionales.

Número	Zona
1	Burgos
2	Sabinas, Burro-Picachos
3	Tampico-Misantla
4	Veracruz

Fuente: Elaboración propia con datos de Zepeda Molina, y otros, 2018.

Ilustración 10 - Roca cretácica (izquierda) y roca jurásica (derecha).



Fuente: Tomado de EFE, 2018 y Jurásica, 2021.

Por lo que se refiere a yacimientos de gas en areniscas de baja permeabilidad, algunas formaciones terciarias de la porción terrestre de la provincia de Burgos presentan características similares. Sin embargo, es requisito indispensable realizar una caracterización enfocada para determinar el potencial de hidrocarburos y en este sentido, del gas natural que puede contener el yacimiento. En cuanto al gas grisú (gas natural localizado en minas subterráneas de carbón, capaz de formar atmósferas explosivas (García, 2016)), para la cuenca de Sabinas y sus respectivas sub-cuencas asociadas se han realizado estudios de exploración que han permitido determinar que existe buen potencial gasífero para ser explotado. En el resto del territorio nacional no se han llevado a cabo estudios formales al respecto; sin embargo, es posible realizar una estimación del recurso en este tipo de yacimientos en función al potencial de cada tipo de carbón con el volumen estimado en cada una de las provincias carboníferas del país (Ilustración 11).

Ilustración 11 - Principales cuencas carboníferas en México.



Fuente: Tomado de Zepeda Molina, y otros, 2018.

Tabla 15 - Principales cuencas carboníferas en México.

Número	Cuenca	Número	Cuenca
1	Álamos	6	Sabinas
2	Central	7	Colombia-San Ignacio
3	Cabullona	8	San Juan Diquiyu
4	Ojinaga	9	Tlaxiaco
5	Río Escondido		

Fuente: Elaboración propia con datos de Zepeda Molina, y otros, 2018.

4.4 Principales reservas de gas natural en México

México, bajo un contexto global y hablando en términos cuantitativos, sus reservas probadas (1P) son muy poco representativas en comparación con el resto de los países con mayor capacidad productora. Sin embargo, si se analiza el panorama desde una perspectiva distinta, tomando en cuenta las reservas probables (2P) y posibles (3P), se tiene el potencial de seguir operando su mercado por un periodo de tiempo más largo.

Al 1° de enero de 2020, las reservas 1P de gas natural alcanzaron un volumen de reserva de hidrocarburos nacional de 9.285 billones de pies cúbicos (MMMMpc); 20.939 MMMMpc en la categoría 2P, y 29.703 MMMMpc en la categoría 3P. Al realizar una comparativa con los datos a 2019, se observó una disminución en la categoría 1P de 3.86% y en la categoría 3P de 8.23%. En el caso de la categoría 2P, tuvo un incremento de 0.55% (CNH, 2020), (CNH, 2019).

Los datos de cuantificación son avalados por los siguientes operadores petroleros:

- PEMEX Exploración y Producción
- Hokchi Energy, S.A. de C.V.

- Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V.
- Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.
- Strata CPB, S.A.P.I de C.V.
- Strata CR, S.A.P.I de C.V.
- Petrofac México, S.A. de C.V.
- Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V.
- Diavaz Offshore, S.A.P.I de C.V.
- DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V.
- Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V.
- ENI Mexico S. de R.L. de C.V.
- Wintershall DEA México, S. de R.L. de C.V.

La disminución de la categoría 1P y 3P se debió, entre otros aspectos, a la declinación de campos maduros; a los recortes del presupuesto de PEMEX, que provocaron menores inversiones, y que derivó en una menor actividad de desarrollo, así como a revisiones de los volúmenes remanentes de los yacimientos. Para el caso de la categoría 1P, se ha marcado una tendencia decreciente desde el año 2012. Por otro lado, las categorías 2P y 3P han presentado una tendencia decreciente desde 2012 hasta 2018, en el año 2019 tuvieron un incremento, pero nuevamente para 2020 se presentó un decremento. Lo anterior se puede apreciar en la Tabla 16, que muestra la evolución de las reservas de gas natural durante el período 2010 – 2020.

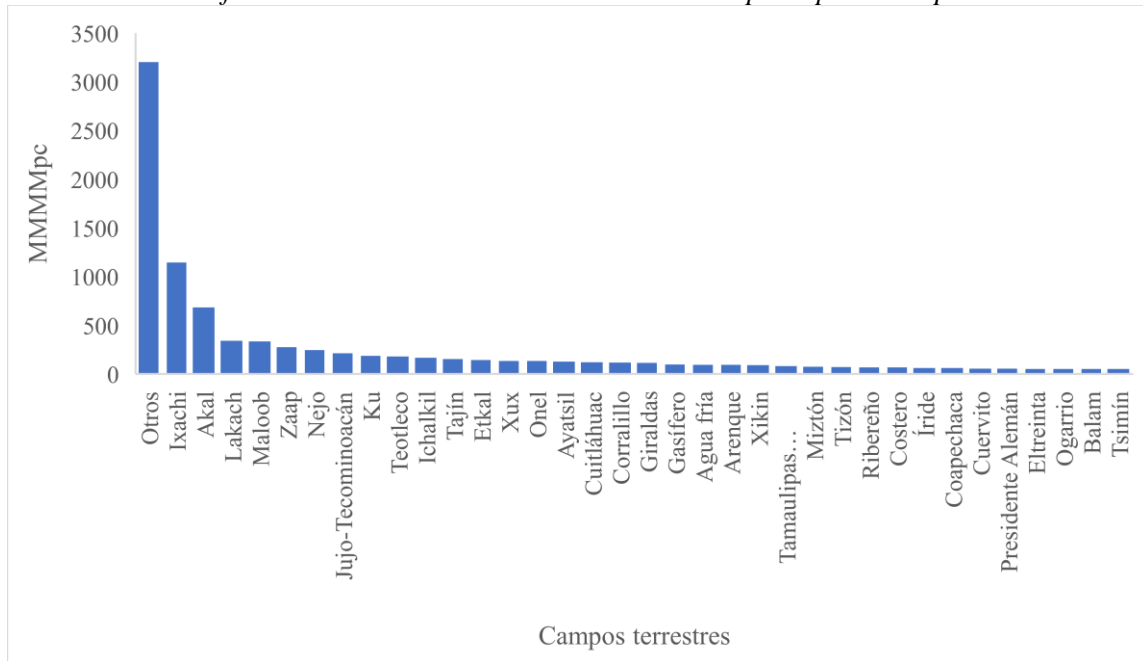
Tabla 16 - Evolución de las reservas de gas natural (MMMMpc).

Año	1P	2P	3P
2010	16.81	37.51	61.24
2011	17.32	38.22	61.27
2012	17.22	34.84	61.64
2013	17.08	34.90	63.23
2014	16.55	33.26	59.66
2015	15.29	30.61	54.89
2016	12.65	22.03	32.57
2017	10.40	19.30	28.95
2018	10.02	19.38	30.02
2019	9.65	20.82	32.36
2020	9.28	20.93	29.70

Fuente: Elaboración propia con datos de Zepeda Molina, y otros, 2018.

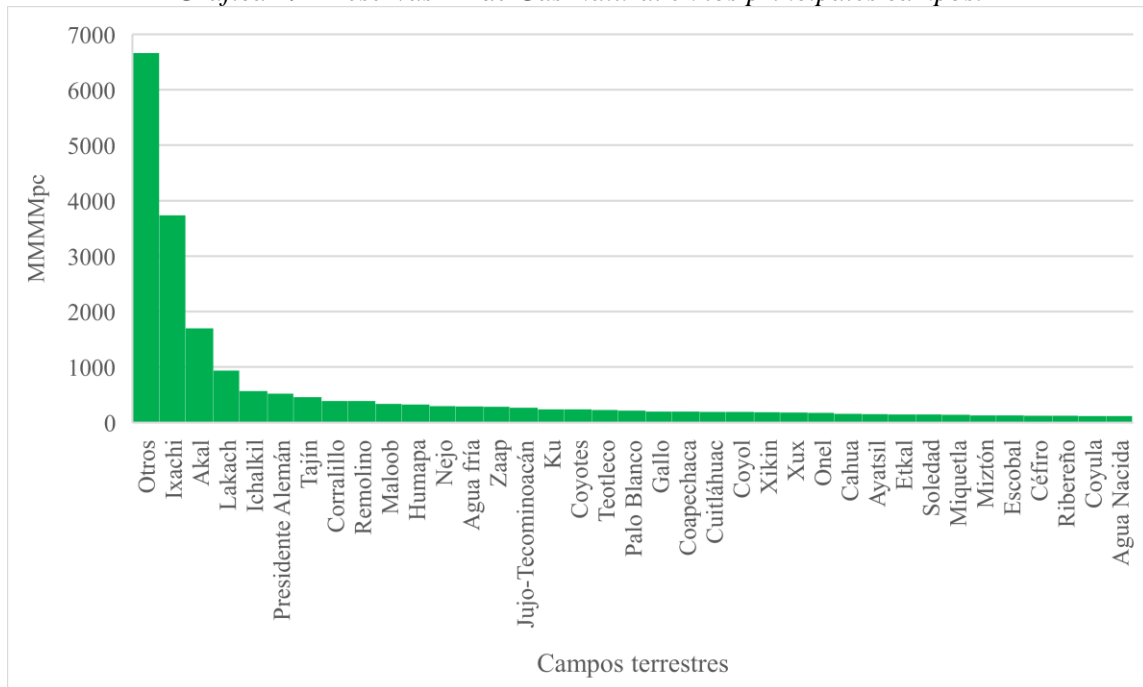
Al realizar un análisis de las reservas presentes en los campos principales, se observa que estas se encuentran distribuidas de acuerdo con lo marcado en las gráficas 17, 18 y 19. A partir de ello, se puede deducir que la mayor concentración de las reservas 1P, 2P y 3P se localiza en los campos terrestres con 35%, 43.3% y 42.28% respectivamente.

Gráfica 18 - Reservas P1 de Gas Natural en los principales campos.



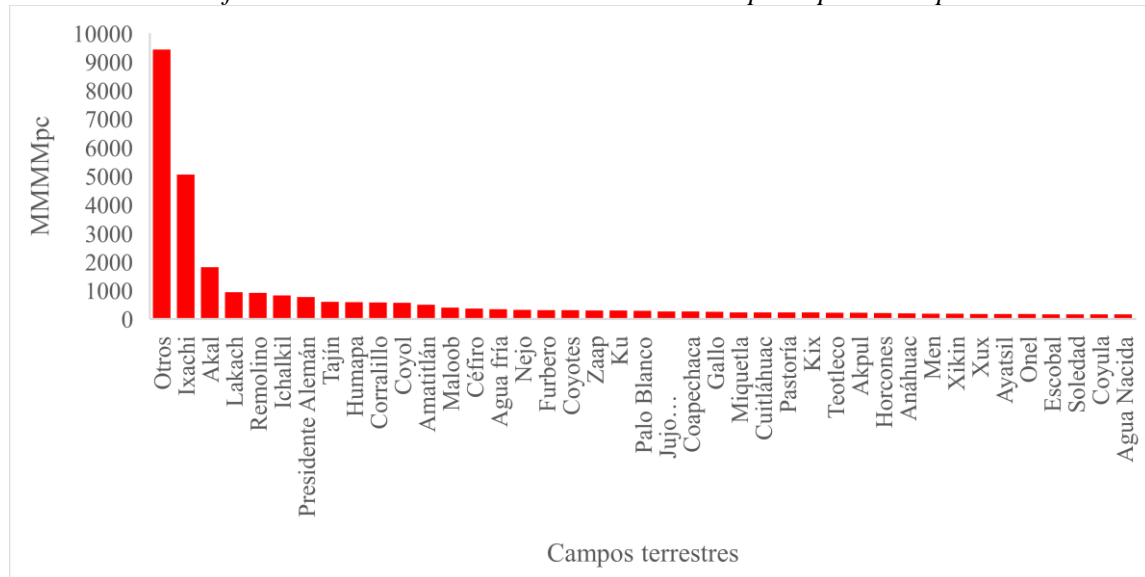
Fuente: Elaboración propia con datos de CNH, 2020.

Gráfica 19 - Reservas P2 de Gas Natural en los principales campos.



Fuente: Elaboración propia con datos de CNH, 2020.

Gráfica 20 - Reservas P3 de Gas Natural en los principales campos.



Fuente: Elaboración propia con datos de CNH, 2020.

Ahora bien, en lo que respecta a los recursos prospectivos convencionales para el primero de enero de 2020, la mayor parte se encuentran en el Golfo de México Profundo, donde el porcentaje nacional es del 60.62% del total. Por otro lado, 85.37% del total nacional de los recursos prospectivos no convencionales se concentran en el norte del país, en las provincias petroleras de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos (Hidrocarburos, 2020).

Adicionalmente, durante 2019 se realizaron varios descubrimientos de reservas 1P, 2P y 3P en dos pozos ubicados en la cuenca del Sureste, los cuales son Koban y Vinik, ambos contando con gas natural y condensados de hidrocarburos (Tabla 17).

Tabla 17 - Descubrimientos 2019.

Parámetro de identificación		Reserva (MMMpc)		
Campo	Pozo	1P	2P	3P
Koban	Koban-1	47.0	114.3	114.3
Vinik	Vinik-1	23.2	68.3	130.3
	Total	70.2	182.6	244.6

Fuente: Elaboración propia con datos de CNH, 2020.

De manera general, se puede resumir que las reservas de gas natural en el país han tenido variaciones por diversos factores, entre los que destacan:

- El descubrimiento de nuevas reservas en los campos de Koban y Vinik;
- La perforación al pozo delimitador Teca-IDL, invadido de agua salada, debido a un ajuste a la baja del área de los yacimientos Mioceno Superior-1, Plioceno Inferior 3, Plioceno Medio 4 y Plioceno Medio 5, resultando en un menor volumen original de hidrocarburos en este campo;
- Incrementos de reservas por concepto de desarrollo derivado de la incorporación a producción de 6 pozos en el campo Ayatsil.

4.4.1. Infraestructura y producción de PEMEX

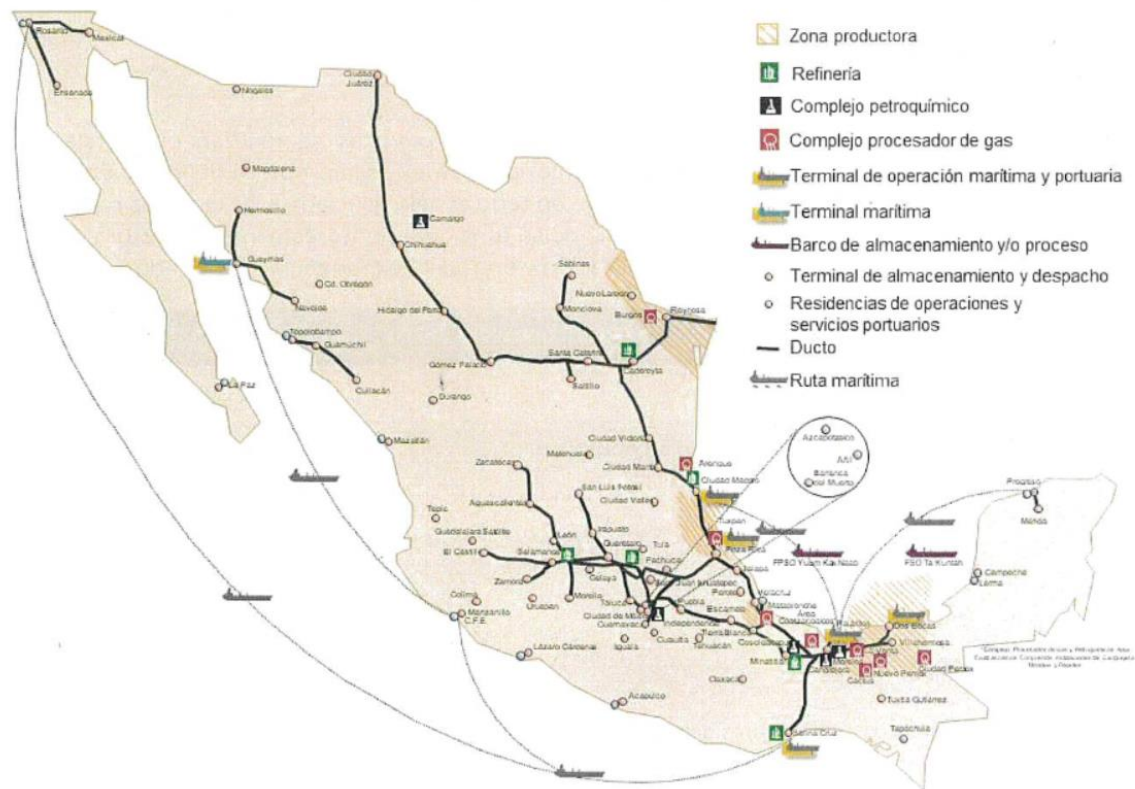
En México, PEMEX es la empresa encargada de las operaciones con la industria del sector hidrocarburos (Petróleo y gas natural), las cuales son instalaciones complejas y de gran escala, adicionalmente, es la empresa que cuenta con el mayor desarrollo de infraestructura del país en el sector a lo largo de toda la cadena productiva, Tabla 18 e Ilustración 13.

Tabla 18 - Infraestructura petrolera 2020.

Infraestructura	Cantidad
Asignaciones en producción	255
Pozos productores promedio en operación	6,602
Plataformas marinas (PEP)	284
Equipos de perforación y reparación de pozos	82
Unidades de servicio a pozos	120
Refinerías	6
Complejos procesadores de gas	9
Complejos petroquímicos	6
Terminales de distribución de gas licuado	10
Terminales de almacenamiento y despacho (TAD) productos petrolíferos	74
Terminales marítimas	5
Residencias de operaciones y servicios portuarios	10
Buques tanque	16
Autos tanque	1,400
Carros tanque	511
Ductos en PEMEX logística (km)	15,909

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX, 2020.

Ilustración 12 - Infraestructura petrolera 2020.



Fuente: Tomado de PEMEX, 2020.

En el caso de PEMEX Exploración y Producción, se privilegió la actividad de exploración, desarrollo y producción en las zonas terrestres durante el 2020, con lo que se realizó un cambio en las tendencias de producción y crecimiento de las reservas. En el área de exploración se terminaron 17 pozos exploratorios, de los cuales, cinco son productores de aceite y gas; uno es productor de gas y condensado; tres productores no comerciales y ocho pozos improductivos. Adicionalmente se terminaron 168 pozos de desarrollo con producciones estimadas diarias de 141 millones de barriles de crudo (Mb) y 223 MMpc de gas (PEMEX, 2020).

Por otra parte, se realizaron intervenciones a 3,329 pozos divididas en 2,289 reparaciones menores, 788 estimulaciones y 252 reparaciones mayores a fin de aumentar la producción y mantener una producción promedio de 106 Mb por día y 177 MMpcd de gas.

Durante 2020 PEMEX realizó diversas actividades en materia exploratoria lo que permitió incorporar aproximadamente 130.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) de reservas probadas. Al 1 de enero de 2021 del total de las reservas IP de la nación las asignadas a PEMEX ascendieron a 6,984.2 MMMpc de gas seco. La relación reserva producción para reservas probadas de 8.7 años, compuesto por 307 MMMpc en aguas profundas, 1,634.8 MMMpc en aguas someras y 5,042.4 MMMpc en campos terrestres.

En 2020, PEMEX tuvo una disminución en la producción de gas natural en 0.9% comparado al producido en 2019, alcanzando una producción de 4,851.9 MMpcd debido a la disminución en los

campos de Poza Rica – Altamira de gas asociado y de Reynosa de gas no asociado, mismos que están en proceso de declinación (Tabla 19).

Tabla 19 - Producción de PEMEX de gas 2019 – 2020.

Gas	2019	2020	Variación (%)
Gas Natural	4,894.2	4,851.9	-0.9
Gas Hidrocarburo	3,768.1	3,729.7	-1.0
Asociado	2,776.5	2,690.5	-3.1
No asociado	991.6	1,039.2	4.8

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX, 2020.

Entre los principales activos de PEMEX del área de producción destacan (PEMEX, 2020):

- Ku-Maloob-Zaap con un aporte de 487.7 MMpcd de gas hidrocarburo lo que equivale a 13.4% de la producción nacional respectivamente. Lo que fomentó dicho aporte fue la terminación de 16 pozos, la ejecución de 19 reparaciones mayores, 99 reparaciones menores y 93 estimulaciones.
- Activo Litoral de Tabasco con una producción de 626.4 MMpcd lo que equivale al 17.2% de la producción nacional alcanzado por la terminación de 25 pozos, una reparación mayor y 12 reparaciones menores.
- Activo Abkatún-Pol-Chuc, dicho activo incorporó 362.3 MMpcd de gas con un aporte de 10% de la producción nacional, sustentado por 3 reparaciones mayores, 14 reparaciones menores y 6 estimulaciones.
- Cantarell aportó 495.2 MMpcd de gas hidrocarburo, lo que representó el 13.6% de la producción nacional. En dicho campo se terminaron 8 pozos, se realizaron 6 reparaciones mayores, 114 reparaciones menores y 33 estimulaciones a los pozos. Adicionalmente se ubica en fase de recuperación secundaria y mejorada
- Activo Reynosa contribuyó a la producción con el 14.3% de gas no asociado siendo el mayor productor nacional de dicho gas lo que equivale a 522.2 MMpcd, para finales de 2020 se habían concluido 10 pozos, 25 reparaciones mayores y 667 reparaciones menores.

4.4.2. Biogás en México

En México, el biogás es un tema en desarrollo, al ser comparado con otras fuentes de energía como las hidroeléctricas o de ciclo combinado. A partir de 2008, con la promulgación de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos que fomenta la producción de biogás, así como extender la producción más allá de la leña y el carbón vegetal como biocombustibles tradicionales generadores de biogás, a fin de integrar otras fuentes o emisores de energía que están dentro de esta categoría. Desde entonces, el marco regulatorio de energías renovables ha ido creciendo, bajo el apoyo de la Ley General de Cambio Climático (LGCC) de 2012, la Ley de la Industria Eléctrica de 2014 y la Ley de Transición Energética, publicada en diciembre de 2015. A partir de la promulgación de la LGCC, se establecieron metas para alcanzar la generación de energía a partir de fuentes limpias, al 30% en 2024 y 50% para 2050. México, en 2017 producía 21% a partir de energía limpias, estando de diferencia a un 9% de la meta de 2024. Sin embargo, dentro de esos parámetros de generación, los considerados biocombustibles, se localizan en los últimos lugares de las estadísticas de generación limpia. A partir de estimaciones estadísticas, México solo genera 114 millones de metros cúbicos por año (Mm^3/a), mismo que se usa para generación eléctrica aportando un total de 109 Giga Watt hora

eléctrico por año (GWh_e/a). Comparado con la meta establecida para 2024, es su aporte insignificante, ya que solo representa el 0.097% de una meta establecida de 112,000 GWh_e/a (Gutiérrez, 2018).

En México, para alcanzar dicho potencial, de acuerdo con lo establecido en la LGCC, se apoya en el biogás, mismo que caracteriza como un elemento con una gran disponibilidad para las actividades que se realizan en el país. Se ha desarrollado un esquema para clasificar al biogás, dependiendo de la fuente generadora y el aporte que puede generar al mismo sector, entre los que destacan:

- Sector pecuario.
- Sector de aguas residuales.
- Sector de alimentos y bebidas.
- Residuos sólidos urbanos.
- Cultivos dedicados para biogás.
- Sector industrial térmico: Certificados de energía térmica limpia¹.
- Producción de electricidad para el Mercado Eléctrico Mayorista.

4.4.2.1. Sector pecuario

Dentro del periodo de tiempo comprendido de 2005 a 2010, en México se instalaron unos 720 biodigestores, la mayoría en 11 estados de México, los cuales tienen la característica de ser tipo laguna o bolsa para digerir estiércol en granjas porcinas y lecheras. Alrededor de 520 biodigestores fueron construidos bajo el esquema de Mecanismo de Desarrollo Limpio como lo estipula el marco regulatorio del Protocolo de Kyoto.

Adicionalmente, estos biodigestores se instalaron con motogeneradores, a fin de producir electricidad para autoconsumo. Sin embargo, en 2012, con el término del comercio de bonos de carbono, la construcción de nuevos biodigestores bajó tajantemente. Actualmente y con pocas excepciones, la gran mayoría de los biodigestores y motogeneradores en granjas están fuera de servicio.

En el caso del sector pecuario, los biodigestores tienen un bajo rendimiento puesto que se utilizan para tratamiento de excretas y aguas residuales de sus granjas pequeñas. Este tipo de biodigestores cuentan con periodo de vida útil de 2 a 4 años dependiendo de la región y las condiciones bajo las cuales se encuentra operando. El rendimiento promedio que se obtiene es de 0.3m³ biogás / m³ de laguna / día. Para el escenario de México, dicha tecnología no se pudo adaptar correctamente lo que genera rendimientos tan bajos y un periodo de vida muy corto (Gutiérrez, 2018).

A partir de la información recopilada, se realizaron las proyecciones, estimando los siguientes datos:

Tabla 20 - Proyección de generación de biogás para sector pecuario en 2024 y 2030.

Año	2018	2024	2030
Establos con biodigestor y motogeneradores en operación	160	240	360
Producción de biogás (Mm ³ /a)	42.6	64.0	95.9
Generación eléctrica (GWh _e /a)	16.1	36.3	72.5
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2eq} /a)	8,866	19,947	39,895

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutiérrez, 2018.

¹ La Ley de la Industria Eléctrica define en su artículo 3, fracción VIII, los Certificados de Energías Limpias como aquel título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga, amparando dicho certificado la generación de 1MWh, mismo que tendrá un valor comercial de acuerdo a la oferta y la demanda (CRE, 2016).

Actualmente, los nuevos avances tecnológicos han permitido establecer un monto mínimo de inversión con mayores rendimientos, siendo un precio de \$ 2,000 MXN/m³, precio que, de acuerdo con un buen manejo y los mantenimientos necesarios, tendrá una vida útil de 8 años y una eficiencia productiva de 0.8 m³ biogás / m³ de laguna / día. Al salir del biodigestor, el gas que se debe filtrar de impurezas como H₂S (ácido sulfhídrico), para obtener un mayor concentrado de gas natural y que el equipo de generación eléctrica, no sufra daños internos por corrosión.

Datos estimados por la Red Mexicana de Bioenergía (RMB) para el sector pecuario, indican que las industrias ganaderas tienen un potencial de aprovechamiento del 8.3% para 2024 y del 23.1% para 2030, teniendo la capacidad de producir 101Mm³/a en 2024 y 378Mm³/a en 2030, Tabla 18 (Gutiérrez, 2018).

Tabla 21 - Potencial para generación eléctrica del sector pecuario.

Año	2024				2030			
	Porcino	Bovino leche	Bovino carne	Total	Porcino	Bovino leche	Bovino carne	Total
Fracción del potencial nacional	5.3%	2.3%	0.8%	8.3%	13.5%	7.2%	2.4%	23.1%
Producción de biogás (Mm ³ /a)	30	32	39	101	82	109	187	378
Generación eléctrica (GWh _e /a)	56	55	67	179	155	189	323	667
Costo de generación (\$mx/kWh _e)	1.21	1.25	1.25	1.23	1.21	1.25	1.25	1.23
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2eq} /a)	31,035	30,262	37,015	98,313	85,152	103,853	177,858	366,863
Costo fiscal (mdp/a)	16.4	16.7	20.4	53.5	45.1	57.6	98.1	200.8
Ahorro en electricidad (mdp/a)	22.1	19.3	23.6	65.1	60.7	66.3	113.5	240.5

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutiérrez, 2018.

4.4.2.2. Sector de aguas residuales

En México, se estima que actualmente existen 2,500 plantas tratadoras de aguas residuales (PTAR), municipales. De estas, solo 27 tienen potencial de generación de biogás por el tamaño que tienen. Sin embargo, de las 27, actualmente solo 9 hacen uso del biogás generado para consumo eléctrico propio, lo cual representa un ahorro del 70% aproximadamente de la energía consumida por todos los equipos periféricos. El ejemplo más tangible es la Planta de Atotonilco en Hidalgo, la cual tiene una generación de 93GWh_e/a, a partir del biogás generado por los lodos tratados.

Al igual que en el sector pecuario, para el PTAR se tiene estimado un crecimiento en la producción y aprovechamiento para 2024 y 2030, a partir del consumo reportado en 2018, Tabla 22.

Tabla 22 - Tendencias PTAR para 2024 y 2030.

Año	2018	2024	2030
PTAR con producción de biogás	27	27	33

Producción de biogás total (Mm ³ /a)	76.2	89.6	131.2
PTAR que aprovechan el biogás	9	9	15
Biogás aprovechado o quemado en antorcha (Mm ³ /a)	58	63	87
PTAR con generación de electricidad	1	6	10
Generación eléctrica (GWh _e /a)	92.5	106.5	134.3
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2e} /a)	50,896	58,548	73,853

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutierrez, 2018.

Actualmente, se estima que alrededor de 60 PTAR cuentan con una capacidad instalada superior a 300L/s de tratamiento de agua, lo cual representa un potencial para generar biogás y producir electricidad para autoconsumo. En México, las PTAR son propiedad pública, las inversiones y costos de operación se consideran iguales a los costos fiscales necesarios para desarrollar los potenciales. No obstante, bajo esquemas de financiamiento público-privado es posible lograr los potenciales con un menor costo fiscal.

Dentro del marco de desarrollo propuesto por la RMB, se plantean dos escenarios: penetración media con 33 PTAR que tengan capacidad de generación eléctrica y producción de biogás en 2030; y penetración alta con 60 PTAR para 2030. Los potenciales son de 132 Mm³/a en 2024 y hasta 317 Mm³/a de biogás en 2030 (Tabla 23).

Tabla 23 - Potencial de generación eléctrica PTAR.

Potencial	Penetración media		Penetración alta	
	2024	2030	2024	2030
Año	2024	2030	2024	2030
PTAR con producción de biogás	27	33	27	60
Aprovechamiento de biogás (Mm ³ /a)	63	132	170	317
PTAR con generación de electricidad	10	33	27	60
Generación eléctrica (GWh _e /a)	118	246	318	593
Costo de generación (\$MX/kWh _e)	0.87	0.87	1.27	1.09
Costo de generación (USD/MWh _e)	43.50	43.50	63.50	54.50
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2e} /a)	64,670	135,071	174,863	326,378
Costo fiscal (mdp/a)	20.8	188.0	367.5	635.2
Ahorro en electricidad (mdp/a)	10.8	70.6	13.2	120.1

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutierrez, 2018.

4.4.2.3. Sector de alimentos y bebidas

En torno al sector de alimentos y bebidas, se estima un gran potencial por la gran ramificación que presenta, entre los que destacan, los ramos de jugos de fruta, tequila, harina de maíz, lácteos, etc., Este sector produce una gran cantidad de residuos de alto impacto ambiental, mismos que pueden ser tratados *in situ* para producir biogás. Además, estos ramos tienen una capacidad organizativa y de inversión de mediana a alta.

Haciendo un análisis de dos de los alimentos y bebidas que más se consumen en México, destacan el tequila y la harina de maíz. En el caso de la industria tequilera, se estima que alrededor del 50% del tequila se produce en empresas con una capacidad mayor a 3 millones de litros por año (MI/año) y 24% en empresas medianas (entre 1 y 3 MI/año). Adicionalmente, se tiene conocimiento que la

industria tequilera tiene altas demandas de energía térmica para el cocimiento de las piñas de agave y la destilación del licor.

A partir de 2012, se estima que unas ocho empresas instalaron calderas para quemar el bagazo del agave; mismo que se intensificó con la entrada de la red de gas natural, con lo que se han instalado quemadores de gas natural en las calderas de bagazo o en las calderas de combustóleo. A partir de esta transición, se puede estimar que el bagazo puede cubrir hasta el 60% de la demanda calórica de una destilería.

De igual manera, un subproducto generado de la destilación del tequila es la vinaza, subproducto con alto contenido en materia orgánica y acidez, por lo que se debe generar un tratamiento previo para aprovecharla, mismo que se propone a través de biodigestores anaerobios. Ya que, por cada litro de tequila producido, se generan de 10 a 14 litros de vinaza. Para el año 2017, se estima una producción de 3,800 MI de vinaza, a partir del tratamiento de esta vinaza, se puede producir biogás, mismo que puede ser utilizado para producción de vapor en planta.

Al realizar un análisis de los recursos disponibles de subproductos del proceso tequilero, se puede estimar que la vinaza puede cubrir el 20% de la demanda calórica de una destiladora y al mezclar dicho proceso con la quema de bagazo, se puede llegar a una autonomía de 80% en relación con el calor industrial necesario en los procesos. Dicho beneficio se pretende potencializar alcanzando un 21% de autonomía en 2024 y 44% en 2030, a partir de la vinaza (Tabla 24).

Tabla 24 - Tendencia del ramo tequilero.

Año	2018	2024	2030
Vinaza tratada (MI/a)	490	811	1,670
Producción de biogás (Mm ³ /a)	7.9	13.1	27.0
Energía bruta producida (TJ/a)	154	255	526
Potencial alcanzado	13%	21%	44%
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2e} /a)	8,156	20,018	39,711

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutierrez, 2018.

De igual manera que las PTAR, las tequileras tienen dos escenarios desarrollados por la RMB, los cuales se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25 - Escenarios proyectados para el ramo tequilero.

Penetración	Penetración media		Penetración alta	
	2024	2030	2024	2030
Año	2024	2030	2024	2030
Vinaza tratada (MI/a)	1,051	2,240	1,523	3,136
Producción de biogás (Mm ³ /a)	17	36	25	51
Energía bruta producida (TJ/a)	331	705	480	988
Potencial alcanzado	28%	59%	40%	83%
Costo de generación del metano en biogás (\$MX/m ³ CH ₄)	0.37	0.37	0.37	0.37
Costo por unidad de metano generado (USD/m ³ CH ₄)	0.018	0.018	0.018	0.018
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2e} /a)	25,926	53,255	37,595	74,567
Costo fiscal (mdp/a)	1.0	2.2	3.7	8.0

Ahorro en combustibles para calor industrial (mdp/a)	55.1	110.2	79.9	154.4
--	------	-------	------	-------

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutierrez, 2018.

Por otra parte, en el caso de México, el sector harinero para finales de 2020 tuvo una producción de grano de 25.3 millones de toneladas de las cuales, el 93% representó maíz blanco (Molfino, 2020), el cual, la mayoría se utilizó para consumo propio. En el caso de la harina, los procesos en los cuales, se requiere una alta demanda de calor, se cubren generalmente con gas natural.

De todo el proceso que se requiere para la producción de harinas, el primer paso que se realiza es la nixtamalización, conocido también como “nejayote”. En este proceso se generan aguas residuales, que, por el contenido orgánico como almidones e hidratos de carbono, se deben tratar previamente para poder disponer del agua utilizada.

Empresas como GRUMA han instalado plantas de tratamiento anaeróbicas en Yucatán, Nuevo León y Chiapas. Sin embargo, datos recopilados de planta, indican que todo el biogás generado no se le da un aprovechamiento considerable, al realizar las proyecciones con datos de 2018, se estima los siguientes escenarios para 2024 y 2030 (Tabla 26).

Tabla 26 - Proyecciones de generación de biogás para plantas harineras.

Año	2018	2024	2030
Nejayote tratado (Mm ³ /a)	0.42	0.84	1.68
Producción de biogás (Mm ³ /a)	5.2	10.4	20.1
Energía bruta no aprovechada (TJ/a)	102	203	407

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutierrez, 2018.

Bajo este esquema, se pueden plantear dos escenarios, que contemplan las actividades que involucran los procesos internos de producción de harina y procesos externos, como lo es el transporte, como se puede apreciar en la Tabla 27.

Tabla 27 - Escenarios para el sector harinero.

Potencial	Calor industrial		Biometano vehicular	
	2024	2030	2024	2030
Año	2024	2030	2024	2030
Número de molinos con biodigestor	-	-	2	6
Nejayote tratado (Mm ³ /a)	1.7	1.4	0.28	0.84
Producción de biogás (Mm ³ /a)	22	55	3.5	10.5
Energía bruta producida (TJ/a)	427	1,068	68	203
Potencial alcanzado	20%	50%	-	-
Costo de generación de metano en biogás (\$MX/m ³ CH ₄)	0.81	0.81	0.81	0.81
Costo de generación de biometano (\$MX/m ³)	-	-	4.0	4.0
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2e} /a)	28,200	70,501	5,968	17,905
Costo fiscal (mdp/a)	4.7	7.1	8.0	13.7
Ahorro en combustibles (mdp/a)	41.5	103.8	37.8	113.4

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutierrez, 2018.

4.4.2.4. Otros sectores

Debido a la complejidad y situación actual de algunos sectores, es complicado estimar eficiencias, y producciones anuales de biogás. Sin embargo, por el enorme potencial que tienen para México, destacan, los residuos sólidos urbanos, cultivos dedicados para biogás, y la producción de electricidad en el mercado eléctrico mayorista (MEM).

4.4.2.4.1. Residuos Sólidos Urbanos (RSU)

En el caso de los RSU la producción de biogás tiene un potencial teórico muy alto, debido a la enorme cantidad de residuos que se producen en las grandes ciudades. Sin embargo, en México se presentan grandes dificultades que parten desde la recolección, clasificación y pretratamiento de la basura orgánica hasta el proceso de digestión y uso del biogás.

Otra problemática que presentan los biodigestores de RSU es que sólo disminuye el volumen total de los residuos de 20% a 30%, ya que principalmente los residuos no digeribles representan la mayor parte del volumen residual (Gutiérrez, 2018).

4.4.2.4.2. Cultivos dedicados para biogás

Hoy en día, en un contexto internacional se destinan cultivos exclusivos para la producción de biogás, como es el caso de Alemania, desde 2004 ha subsidiado la producción de maíz para la generación de biogás. Esto ha permitido la construcción de 9,000 biodigestores enfocados a dicho sector (Gutiérrez, 2018). En el caso de México, es una situación compleja el destinar maíz para la generación de biogás, ya que el maíz es parte fundamental de la comida mexicana. Además de que existe un bajo nivel de seguridad en tema alimenticio, por lo que será desaprobado por la población. Sin embargo, en México, se estudia la posibilidad de generar biogás a partir del nopal, pero no existe algún artículo o documento que sustente dicho suceso, a partir del costo, rendimiento, producción, etc.

4.4.2.4.3. Producción de Electricidad para el Mercado Eléctrico Mayorista

En México, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) llevó a cabo desde 2015 subastas para la compra de energía eléctrica que provienen de fuentes renovables a largo plazo, a fin de asignar contratos de cobertura eléctrica (PPA, por sus siglas en inglés) para la compraventa de potencia, electricidad y Certificados de Energías Limpias (CEL).

En la Tabla 28, se muestra el resultado de las subastas de CEL en 2015, 2016 y 2017, donde claramente se aprecia que la energía fotovoltaica y eólica dominan el mercado, por lo que el tema del biogás está fuera de dicha competencia; para que pueda ser competitivo, el costo de generación eléctrica a partir de biogás debe rondar un precio de 20 USD/MWh o 0.40 MXN/kWh. Sin embargo, hoy en día, el costo de generación eléctrica a partir de biogás se localiza dentro del rango de precio de 0.87 a 1.27 \$MX/kWh, a partir de ello, se prevé que la situación del biogás para la adquisición de CEL's, tardará 15 años más (Gutiérrez, 2018).

Tabla 28 - Subastas eléctricas de CENACE.

Año	2015	2016	2017
Precio promedio (USD/MWh)	47.70	33.40	20.50
Capacidad a instalarse (MW)	2,085	2,871	2,563
Inversión comprometida (mdd)	2,600	4,000	2,400
Centrales comprometidas	16	36	15
Participación de fotovoltaica (%)	53	54	55

Participación de eólica (%)	47	43	44
-----------------------------	----	----	----

Fuente: Elaboración propia con datos de Gutierrez, 2018.

4.4.2.5. Sector industrial térmico: Certificados de energía térmica limpia

Hoy en día, en México se ha comenzado a instaurar un nuevo certificado, que es parte de la Estrategia Nacional de Combate y Adaptación al Cambio Climático, la cual establece la exigencia legal de Certificados de Energía Térmica Limpia (CETEL), que funjan de forma similar a los CEL. Un mandato legal de este tipo abriría un enorme mercado para los productores de energía térmica limpia, y posibilitaría el ingreso masivo del biogás al mercado de energéticos, con grandes reducciones de las emisiones de GEI y acelerando las inversiones en tratamiento de residuos sólidos y líquidos de empresas agroindustriales y agropecuarias.

Las oportunidades más grandes para dominar dicho mercado de energía térmica limpia lo tendrán la bioenergía (biogás y biocombustibles sólidos), la geotermia y la cogeneración eficiente. De este modo se podría expandir enormemente el éxito de los CELs, ya probado en el caso de las energías eólicas y fotovoltaicas, al resto de las energías renovables, creando valor, empleos y disminuyendo drásticamente las emisiones de GEI en el sector de energía térmica mexicano.

4.5 Principales zonas de consumo de gas natural en México

Para poder realizar un análisis de consumo de gas natural a nivel nacional, se debe dividir al país en 5 regiones por el potencial de consumo que tienen, las cuales son (Ilustración 13):

- Noroeste (verde).
- Noreste (azul marino).
- Centro-Occidente (rojo).
- Centro (azul claro).
- Sur-Sureste (gris).

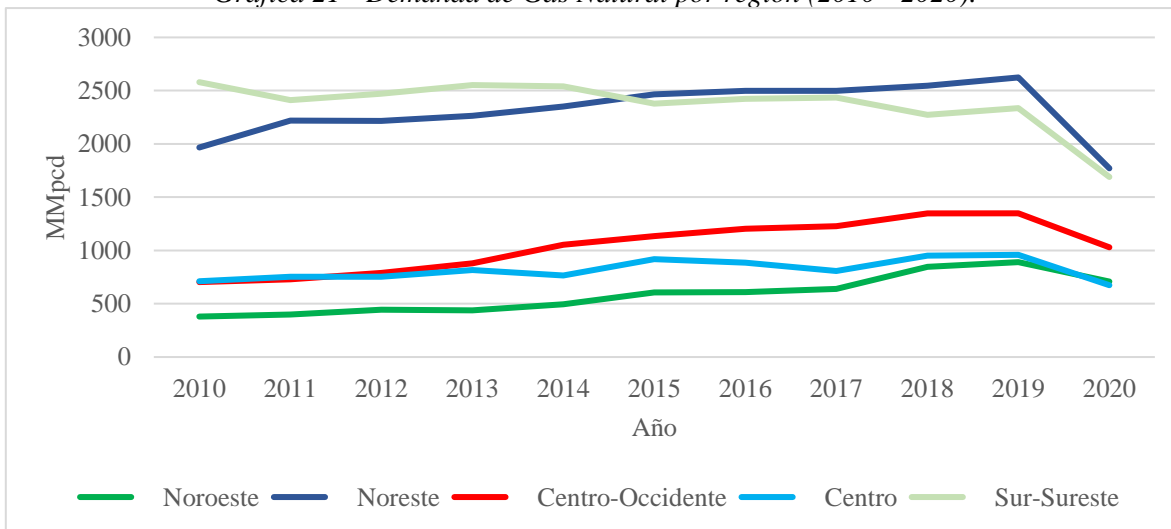
Ilustración 13 - Regiones de consumo de Gas Natural.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

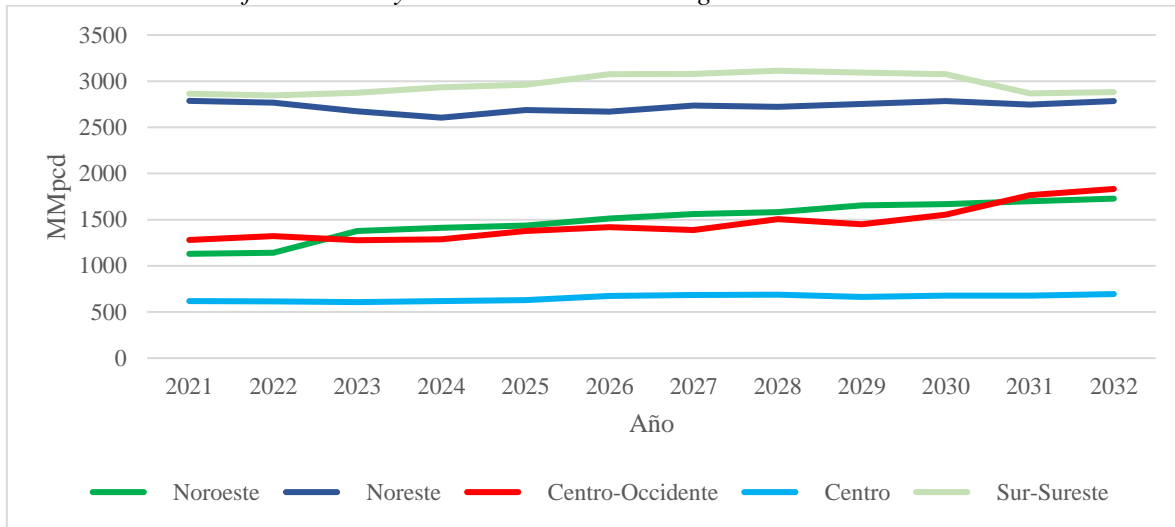
En el año 2020, la región que tuvo el mayor consumo de Gas Natural fue la región Noreste con un consumo de 1,771.23 MMpcd (Gráfica 21). Con las proyecciones a 2032, se estima que la región Sur-Sureste será la que lidere el consumo regional, alcanzando un volumen de 2,880.9 MMpcd, (Gráfica 22).

Gráfica 21 - Demanda de Gas Natural por región (2010 - 2020).



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

Gráfica 22 - Proyecciones de consumo de gas natural 2021 – 2032.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2021.

Al realizar un análisis comparativo entre la región Noreste y Sur-Sureste entre los consumos reportados de 2010 a 2020 y las proyecciones estimadas de 2021 a 2032, se ve claramente que son las regiones con alta concentración en industrias privadas y públicas de diversos sectores como eléctrico y petrolero, que son de los de mayor consumo de gas en el país, mismos que se espera siga su crecimiento como se proyecta.

4.6 Transporte de gas natural por gasoductos

En agosto de 2014, se creó el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), organismo encargado de regular el transporte de gas natural por el país, a partir de la descentralización de la Administración Pública Federal, dependiente de SENER. CENAGAS funge como regulador y gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), organismo que está conformado por los sistemas de transporte (Ilustración 14) (CENAGAS, 2021):

1. Sistema Nacional de Gasoductos (CENAGAS).
2. Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.
3. Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V.
4. Gasoductos del Noreste, S. de R.L. de C.V.
5. Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.
6. TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.
7. TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.

Ilustración 14 - Sistemas de transporte pertenecientes a SISTRANGAS a 2020.



Fuente: Elaboración propia con datos de CENAGAS, 2021.

Hoy en día, el SISTRANGAS está conformado por una red de gasoductos con acceso abierto efectivo, con una diversidad de usuarios. El CENAGAS, como órgano encargado de regular la actividad del SISTRANGAS, debe de proponer una política que cumpla el marco jurídico vigente ante SENER, a fin de realizar prácticas más equitativas y permita el progreso y desarrollo del SISTRANGAS. Para ello, antes de presentar dicha propuesta de regulación, deben ser analizadas y autorizadas con instrumentos de planeación indicativa, revisando las prácticas vigentes con opinión técnica de la CRE.

Adicionalmente, existen gasoductos que no forman parte de la red de SISTRANGAS, que son operados por empresas privadas, la mayoría de ellas se localiza en la frontera con EE.UU. (Ilustración 15), las cuales están a cargo de las empresas siguientes:

1. IEnova Pipelines, S. de R.L. de C.V.
2. Distribuidora de Gas Natural de Mexicali, S. de R.L. de C.V.
3. TC Energía Mexicana, S. De R.L. De C.V.
4. Mexicana de Cobre S.A. de C.V.
5. Fermaca New Projects, S.A. de C.V.
6. Nueva Era Pipeline LLC
7. Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R. L. de C. V.
8. Gasoducto del Río, S.A. de C.V.
9. Energía Occidente de México S. de R.L. de C.V.
10. Transportadora de Gas Natural de la Huasteca S. de R.L. de C.V
11. Tejas Gas de Toluca S. de R.L. de C.V.
12. Enagas S.A. de C.V.
13. Energía Mayakan S.A. de C.V.
14. Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V.

Ilustración 15 - Gasoductos propiedad de particulares a 2020.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.

Por otra parte, existen proyectos sustentados en un plan macro, un plan quinquenal (2020 – 2024). Dicho plan tiene contemplado el expandir el mercado y la infraestructura existente, tanto de la producción nacional, como de las importaciones provenientes de EE.UU. (ver Figura 16).

Ilustración 16 - Gasoductos en desarrollo a 2020.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.

Dichos proyectos se encuentran a cargo de las siguientes empresas:

1. Carso Gasoducto Norte
2. Fermaca New Projects, S.A. de C.V.
3. TC Energía

4. Infraestructura Marina del Golfo
5. Engie

Actualmente, existen un total de 95 permisos de transporte de gas natural, otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). El primer permiso fue otorgado en 1996 a la empresa Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R. L. de C.V. (actualmente se encuentra en operación). Por otra parte, el último permiso fue otorgado en 2020 a Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V., quien se encuentra por iniciar obras. El resto de permisos otorgados se encuentran listados en la Tabla 29.

Tabla 29 - Permisos de transporte otorgados a 2020.

Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/23597/TRA/2020</u>	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V.	Por iniciar obras
2	<u>G/23573/TRA/2020</u>	Gasoducto De Cortazar, S. de R.L. de C.V.	Por iniciar obras
3	<u>G/23458/TRA/2020</u>	Sukarne Agroindustrial, S.A. de C.V.	Por iniciar obras
4	<u>G/23457/TRA/2020</u>	Mpl Transportation Holdings, S. de R.L. de C.V.	Por iniciar obras
5	<u>G/23456/TRA/2020</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Terminado anticipadamente
6	<u>G/22992/TRA/2019</u>	Accesgas, S.A.P.I. de C.V.	Por iniciar obras
7	<u>G/22993/TRA/2019</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Terminado anticipadamente
8	<u>G/22085/TRA/2019</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Por iniciar obras
9	<u>G/21867/TRA/2018</u>	Accesgas, S.A.P.I. de C.V.	Por iniciar obras
10	<u>G/21866/TRA/2018</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
11	<u>G/21742/TRA/2018</u>	Accesgas, S.A.P.I. de C.V.	Terminado anticipadamente
12	<u>G/21627/TRA/2018</u>	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V.	Terminado anticipadamente
13	<u>G/21422/TRA/2018</u>	Tereftalatos Mexicanos Gas, S.A. de C.V.	Operando
14	<u>G/21421/TRA/2018</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
15	<u>G/21398/TRA/2018</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
16	<u>G/21316/TRA/2018</u>	Gasoducto De Zapotlanejo, S. de R.L. de C.V.	Operando
17	<u>G/21316/TRA/2018</u>	Gasoducto De Zapotlanejo, S. de R.L. de C.V.	Operando
18	<u>G/21297/TRA/2018</u>	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V.	Operando
19	<u>G/21296/TRA/2018</u>	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V.	Operando
20	<u>G/21243/TRA/2018</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
21	<u>G/21242/TRA/2018</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
22	<u>G/20904/TRA/2018</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Por iniciar obras
23	<u>G/20605/TRA/2017</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
24	<u>G/20569/TRA/2017</u>	Hortícola Cimarrón S.A. de C.V.	Operando
25	<u>G/20568/TRA/2017</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Por iniciar obras
26	<u>G/20481/TRA/2017</u>	Infraestructura Marina Del Golfo, S. de R.L. de C.V.	Operando
27	<u>G/20380/TRA/2017</u>	Industrializadora De Carnicos Strattega S.A. de C.V.	En construcción
28	<u>G/20379/TRA/2017</u>	Carso Gasoducto Norte	Operando
29	<u>G/20313/TRA/2017</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Por iniciar obras
30	<u>G/20314/TRA/2017</u>	Plantfort S.A de C.V.	Operando
31	<u>G/20275/TRA/2017</u>	PEMEX Logística	Operando
32	<u>G/20274/TRA/2017</u>	Abent 3T, S.A.P.I. de C.V.	Operando

33	<u>G/20273/TRA/2017</u>	Ganfer Sociedad Agricola, S.A. de C.V.	En construcción
34	<u>G/20230/TRA/2017</u>	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V.	Operando
35	<u>G/20156/TRA/2017</u>	Fermaca Pipeline La Laguna, S. de R.L. de C.V.	Operando
36	<u>G/20108/TRA/2017</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
37	<u>G/20157/TRA/2017</u>	Fermaca Pipeline De Occidente, S. de R.L. de C.V.	Operando
38	<u>G/20035/TRA/2017</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
39	<u>G/19991/TRA/2017</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Terminado anticipadamente
40	<u>G/19990/TRA/2017</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Por iniciar obras
41	<u>G/19988/TRA/2017</u>	Transportadora De Gas Natural De La Huasteca, S. de R. L. de C.V.	Terminado anticipadamente
42	<u>G/19989/TRA/2017</u>	Gn Del Valle S. de R.L. de C.V.	Operando
43	<u>G/19897/TRA/2017</u>	Transportadora De Gas Natural De La Huasteca, S. de R. L. de C.V.	En construcción
44	<u>G/19599/TRA/2016</u>	Siderurgica De Linares S.A. de C.V.	Por iniciar obras
45	<u>G/19166/TRA/2016</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
46	<u>G/19165/TRA/2016</u>	Industrias Derivadas Del Etileno, S.A. de C.V.	En construcción
47	<u>G/19155/TRA/2016</u>	Merigas Sur, S. De R.L. de C.V.	En construcción
48	<u>G/19156/TRA/2016</u>	Consumidora Industrial De Hidalgo, S. de. R.L. de C.V.	Operando
49	<u>G/19112/TRA/2016</u>	Gas Natural Rio Blanco S. de R.L.	En construcción
50	<u>G/19111/TRA/2016</u>	Energía Infra, S. A. P. I. de C. V.	Operando
51	<u>G/19110/TRA/2016</u>	Midstream De Mexico, S. de R.L. de C.V.	Operando
52	<u>G/19113/TRA/2016</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
53	<u>G/19046/TRA/2016</u>	Centro Logístico Jalisco, S.A. de C.V.	Inactivo
54	<u>G/13558/TRA/2016</u>	Transportadora De Gas De Trancoso, S.A. de C.V.	Operando
55	<u>G/18802/TRA/2016</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Terminado anticipadamente
56	<u>G/12964/TRA/2015</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
57	<u>G/13687/TRA/2016</u>	Fermaca Pipeline El Encino, S. de R.L. de C.V.	Operando
58	<u>G/13491/TRA/2016</u>	Gasoducto De Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	Operando
59	<u>G/13502/TRA/2016</u>	Compañía De Gas Natural De Santa Rosa, S. de R. L. de C. V.	Operando
60	<u>G/13309/TRA/2016</u>	Gasoducto De Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	Operando
61	<u>G/19114/TRA/2016</u>	PEMEX Logística	Operando
62	<u>G/19285/TRA/2016</u>	PEMEX Logística	Operando
63	<u>G/356/TRA/2015</u>	Atco Pipelines, S.A. de C.V.	En construcción
64	<u>G/352/TRA/2015</u>	Arguelles Pipeline, S. de R.L. de C.V.	Operando
65	<u>G/340/TRA/2014</u>	Tag Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.	Operando
66	<u>G/337/TRA/2014</u>	Infraestructura Energética Monarca, S. de R. L. de C. V.	Operando
67	<u>G/335/TRA/2014</u>	Tag Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.	Operando
68	<u>G/322/TRA/2013</u>	Gas Natural Del Noroeste, S.A. de C.V.	Operando
69	<u>G/311/TRA/2013</u>	Gasoducto De Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	Operando
70	<u>G/308/TRA/2013</u>	Gasoductos Del Noreste, S. de R. L. de C. V.	Operando
71	<u>G/292/TRA/2012</u>	Gasoducto De Morelos SAPI de CV	Operando
72	<u>G/250/TRA/2010</u>	Fermaca Pipeline Anáhuac, S. de R. L. de C. V.	Terminado anticipadamente

73	<u>G/233/TRA/2009</u>	Energía Occidente De México, S. de R. L. de C.V.	Operando
74	<u>G/227/TRA/2008</u>	Fermaca Pipeline Anáhuac, S. de R. L. de C. V.	Terminado anticipadamente
75	<u>G/213/TRA/2008</u>	Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C.V.	Operando
76	<u>G/183/TRA/2006</u>	Terranova Energía, S. de R. L. de C.V.	Revocado
77	<u>G/163/TRA/2004</u>	Tejas Gas De La Península, S. de R. L. de C.V.	Revocado
78	<u>G/160/TRA/2004</u>	Transportadora De Gas Natural De La Huasteca, S. de R. L. de C.V.	Operando
79	<u>G/125/TRA/2002</u>	Gasoducto De Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	Operando
80	<u>G/051/TRA/1998</u>	Gasoducto De Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	Operando
81	<u>G/100/TRA/2000</u>	Gasoducto De Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	Operando
82	<u>G/130/TRA/2002</u>	Gasoducto Del Río, S.A. de C.V.	Operando
83	<u>G/095/TRA/2000</u>	Ductos De Nogales, S.A. de C.V.	Revocado
84	<u>G/036/TRA/1998</u>	Finsa Energéticos, S. de R. L. de C.V.	Operando
85	<u>G/146/TRA/2003</u>	Conceptos Energéticos Mexicanos S. de R. L. de C.V.	Operando
86	<u>G/028/TRA/1998</u>	Tejas Gas De Toluca, S. de R. L. de C.V.	Operando
87	<u>G/045/TRA/1998</u>	Gasoductos Del Bajío, S. de R.L. de C.V.	Operando
88	<u>G/128/TRA/2002</u>	Gasoductos De Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.	Operando
89	<u>G/039/TRA/1998</u>	Transportadora De Gas Zapata, S. de R. L. de C.V.	Terminado anticipadamente
90	<u>G/017/TRA/1997</u>	Igasamex San José Iturbide, S. de R. L. de C.V.	Operando
91	<u>G/016/TRA/1997</u>	Ienova Pipelines, S. de R.L. de C.V.	Operando
92	<u>G/003/TRA/1996</u>	Kinder Morgan Gas Natural De México, S. de R. L. de C.V.	Operando
93	<u>G/020/TRA/1997</u>	Energía Mayakan, S. de R. L. de C.V.	Operando
94	<u>G/059/TRA/1999</u>	Centro Nacional De Control Del Gas Natural	Operando
95	<u>G/061/TRA/1999</u>	Centro Nacional De Control Del Gas Natural	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

Adicionalmente, cuando se habla de transporte de gas natural, existe una gran red de infraestructura que conecta desde EE.UU. hasta el Sur del país, dando cobertura a gran parte de la población. Sin embargo, hay zonas o regiones en las cuales la presencia de un gasoducto es nula y tiene un alto consumo de gas natural, por el tipo de actividad económica a realizarse, como fábricas, minas, suministro vehicular, etc. En estas zonas el transporte cambia de gasoducto a un transporte en unidades vehiculares, llamados contenedores. La CRE otorga permisos de la misma clasificación que el transporte por gasoducto, pero con la leyenda de que es transporte por “Otra Modalidad (OM)”. Actualmente, en México existen 15 permisos de transporte vehicular, los permisos que se han otorgado en el periodo 2015 – 2019, se enlistan en la Tabla 30:

Tabla 30 - Permisos de transporte bajo otra modalidad a 2020.

Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/22994/TRA/OM/2019</u>	Energía Natural Peninsular, S.A.P.I. de C.V.	Por iniciar operaciones
2	<u>G/22470/TRA/OM/2019</u>	Autotransportes De Carga Tres Estrellas S.A. de C.	Por iniciar operaciones
3	<u>G/21295/TRA/OM/2018</u>	Trailers Técnicos, S.A. de C.V.	Por iniciar operaciones
4	<u>G/20315/TRA/OM/2017</u>	Transportadora Fuentes, S.A. de C.V.	Operando

5	G/13490/TRA/OM/2016	Accesgas, S.A.P.I. de C.V.	Operando
6	G/12971/TRA/OM/2015	Transportadora Zeta S.A. de C.V.	Operando
7	G/12970/TRA/OM/2015	Solensa S.A. de C.V.	Operando
8	G/12969/TRA/OM/2015	KNG Ultra S.A. de C.V.	Operando
9	G/11755/TRA/OM/2015	Virtual Pipelines De México, S.A.P.I. de C.V.	Operando
10	G/11759/TRA/OM/2015	GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	Operando
11	G/11758/TRA/OM/2015	Comercial Y Transporte GNC S.A.P.I. de C.V.	Operando
12	G/11756/TRA/OM/2015	Trans-Energéticos S.A. de C.V.	Operando
13	G/11754/TRA/OM/2015	Neomexicana De GNC, S.A.P.I. de C.V.	Operando
14	G/11757/TRA/OM/2015	CIMAGAS S.A. de C.V.	Operando
15	G/2237/TRA/OM/2015	Transportes Lerma S.A. de C.V.	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

De igual manera, se tiene registrado las ubicaciones de las empresas a las cuales se les suministra gas natural de forma remota por no tener acceso a un gasoducto en un radio mayor a 3 km, puesto que económicamente no se vuelve viable el desarrollo de infraestructura para un solo particular. Las rutas que usan las unidades vehiculares desde la base de compresión hasta la instalación del consumidor final también están registradas ante la CRE (ver Figura 17).

Ilustración 17 - Transporte por otros medios a 2020.



Fuente: Elaboración propia.

4.7 Distribución de gas natural

La distribución de gas natural es un eslabón crucial en el sector energético al ser el medio por el cual los usuarios finales y de bajo consumo tienen acceso al hidrocarburo.

Antes de la expedición del Decreto de Reforma Energética, en 1995 se experimentó un cambio en la estructura política en materia energética que resultó de la reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. De igual manera, la Ley de la Comisión Reguladora de

Energía y del reglamento del gas natural, realizó cambios en el sector del gas natural en México, incluyendo al subsector de distribución; los cambios realizados en 1995, hoy se encuentran en abrogación (ENIX, 2017).

Como parte de ese primer cambio estructural en materia energética, el régimen relacionado a la distribución disponía que la CRE delimitaría nuevas Zonas Geográficas de Distribución (ZGD) y el primer permiso dentro de cada una de estas sería otorgado a través de un proceso de licitación en dos etapas, el cual evaluaba la valoración técnica y evaluación económica. En su momento, los permisos otorgados conferían un periodo de exclusividad por 12 años a fin de poder prestar servicio y ofrecer condiciones propicias para el desarrollo de una red con base en el plan de negocios del distribuidor ganador. A cambio, el distribuidor se comprometía a alcanzar determinada cobertura de usuarios al quinto año de operaciones y se sujetaba a regulación económica de tarifas y condiciones de prestación del servicio.

Cuando finalizaba el periodo de exclusividad, la CRE podría otorgar nuevos permisos dentro de las ZGD a solicitud de la parte interesada que operaba en la zona, sin mediar proceso de licitación ni conferir exclusividad alguna. El resultado de la reforma fue la determinación de 30 ZGD, y el otorgamiento de 44 permisos de distribución en 27 estados de México en 2017. Los permisos que determinaban la exclusividad para la distribución de gas natural. Sin embargo, tras el acuerdo mediante el cual la CRE determina a todo el territorio nacional como Zona Geográfica Única, se han aprobado 37 nuevos permisos, dando un total de 81 permisos de distribución. El último permiso fue otorgado en 2021 a ENGIE SAN MIGUEL DE ALLENDE, S.A. DE C.V., el cual se encuentra operando y tendrá una vigencia de 30 años. El resto de los permisos se enlistan en la Tabla 31.

Tabla 31 - Permisos de distribución a 2020.

Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/23716/DIS/2021</u>	ENGIE SAN MIGUEL DE ALLENDE, S.A. DE C.V.	Operando
2	<u>G/23704/DIS/2020</u>	CONSORCIO MEXI-GAS, S.A. DE C.V.	En construcción
3	<u>G/23705/DIS/2020</u>	GAS NATURAL DEL PUERTO INDUSTRIAL DE ALTAMIRA, S.A. DE C.V.	Operando
4	<u>G/23548/DIS/2020</u>	GAS NATURAL POTOSINO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
5	<u>G/23448/DIS/OM/2020</u>	COMERCIAL Y TRANSPORTE GNC S.A.P.I. DE C.V.	Por iniciar operaciones
6	<u>G/23447/DIS/2020</u>	GAS NATURAL POTOSINO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
7	<u>G/22985/DIS/OM/2019</u>	SINS OIL AND GAS, S. DE R.L. DE C.V.	Por iniciar operaciones
8	<u>G/22757/DIS/OM/2019</u>	GRUPO CIMAGAS, S.A. DE C.V.	Operando
9	<u>G/22492/DIS/2019</u>	CONSUMIDORA INDUSTRIAL DE HIDALGO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
10	<u>G/22491/DIS/2019</u>	GAS NATURAL POTOSINO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
11	<u>G/22469/DIS/2019</u>	TRANSPORTADORA DE GAS AGROS, S.A. DE C.V.	Operando
12	<u>G/21928/DIS/2018</u>	ALMACENADORA TEPEJIGAS S.A.P.I. DE C.V.	Operando
13	<u>G/21741/DIS/OM/2018</u>	VIRTUAL PIPELINES DE MEXICO, S.A.P.I. DE C.V.	Por iniciar operaciones
14	<u>G/21740/DIS/OM/2018</u>	COMBUSTIBLES ECOLÓGICOS MEXICANOS, S.A. DE C.V.	Operando
15	<u>G/21702/DIS/OM/2018</u>	ENESTAS, S.A. DE C.V.	Operando

16	<u>G/21701/DIS/OM/2018</u>	ILCL MEXICANA, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
17	<u>G/21700/DIS/2018</u>	ACCESGAS, S.A.P.I. DE C.V.	Terminado anticipadamente
18	<u>G/21626/DIS/2018</u>	GAS NATURAL ZETA, S.A. DE C.V.	Operando
19	<u>G/21625/DIS/2018</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
20	<u>G/21624/DIS/OM/2018</u>	LOKALE ENERGIA S. DE R.L. DE C.V.	Operando
21	<u>G/21623/DIS/OM/2018</u>	GAS NATURAL GANAMEX, S. DE R.L. DE C.V.	Por iniciar operaciones
22	<u>G/21570/DIS/2018</u>	IGASAMEX SAN JOSÉ ITURBIDE, S. DE R. L. DE C.V.	Operando
23	<u>G/21569/DIS/2018</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
24	<u>G/21497/DIS/2018</u>	TRACTEBEL GNP, S.A. DE C.V.	Operando
25	<u>G/21384/DIS/2018</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
26	<u>G/21315/DIS/2018</u>	GAS NATURAL DE JUÁREZ, S.A. DE C.V.	En construcción
27	<u>G/21294/DIS/OM/2018</u>	COMBUSTIBLES ALTERNOS SUSTENTABLES S.A. DE C.V.	Operando
28	<u>G/21241/DIS/OM/2018</u>	ECO GAS NATURAL VEHICULAR S.A.P.I. DE C.V.	Por iniciar operaciones
29	<u>G/21191/DIS/2018</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
30	<u>G/21189/DIS/OM/2018</u>	NATGAS QUERETARO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
31	<u>G/20707/DIS/2017</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Por iniciar obras
32	<u>G/20706/DIS/2017</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Por iniciar obras
33	<u>G/20526/DIS/2017</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Por iniciar obras
34	<u>G/20427/DIS/2017</u>	ACCESGAS, S.A.P.I. DE C.V.	Por iniciar obras
35	<u>G/20374/DIS/2017</u>	TOTAL GAS NATURAL S.A DE C.V.	Por iniciar obras
36	<u>G/20272/DIS/2017</u>	TRACTEBEL DGJ, S.A. DE C.V.	Por iniciar operaciones
37	<u>G/20229/DIS/2017</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
38	<u>G/19958/DIS/2017</u>	GAS NATURAL DE PÉNJAMO, S. DE R. L. DE C. V.	En construcción
39	<u>G/19957/DIS/2017</u>	ESOR INMOBILIARIA S.A. DE C.V.	Por iniciar operaciones
40	<u>G/19932/DIS/OM/2017</u>	DIVERSENERGY MEXICO S.A.P.I. DE C.V.	Operando
41	<u>G/19838/DIS/2016</u>	COMERCIALIZADORA METROGAS, S.A. DE C.V.	En construcción
42	<u>G/13759/DIS/2016</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	En construcción
43	<u>G/13501/DIS/2016</u>	AUTOABASTECEDORA MARABIS, S. A. DE C. V.	Por iniciar obras
44	<u>G/13500/DIS/2016</u>	GAS NATURAL DE SANTA ROSA, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
45	<u>G/13498/DIS/2016</u>	CONSUMIDORA INDUSTRIAL OTAY S. DE R. L. DE C. V.	Operando
46	<u>G/13493/DIS/2016</u>	GAS NATURAL POTOSINO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
47	<u>G/13499/DIS/2016</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
48	<u>G/13497/DIS/2016</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
49	<u>G/13496/DIS/2016</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando

50	<u>G/13495/DIS/2016</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
51	<u>G/13494/DIS/2016</u>	GAS NATURAL ZETA, S.A. DE C.V.	Por iniciar operaciones
52	<u>G/12965/DIS/OM/2015</u>	SOLENSA S.A. DE C.V.	Operando
53	<u>G/9208/DIS/OM/2015</u>	CORPORACION CH4, S.A. DE C.V.	Operando
54	<u>G/353/DIS/2015</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	En construcción
55	<u>G/347/DIS/2014</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
56	<u>G/323/DIS/2014</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
57	<u>G/310/DIS/2013</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
58	<u>G/304/DIS/2012</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
59	<u>G/301/DIS/2012</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
60	<u>G/192/DIS/2006</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
61	<u>G/002/DIS/1996</u>	ECOGAS MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
62	<u>G/063/DIS/1999</u>	ECOGAS MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
63	<u>G/013/DIS/1997</u>	ECOGAS MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
64	<u>G/032/DIS/1998</u>	TAMAULIGAS, S.A. DE C.V.	Operando
65	<u>G/082/DIS/2000</u>	NATGASMEX, S.A. DE C.V.	Operando
66	<u>G/022/DIS/1997</u>	GAS NATURAL DE JUÁREZ, S.A. DE C.V.	Operando
67	<u>G/042/DIS/1998</u>	CONSORCIO MEXI-GAS, S.A. DE C.V.	Operando
68	<u>G/089/DIS/2000</u>	TRACTEBEL DGJ, S.A. DE C.V.	Operando
69	<u>G/027/DIS/1997</u>	TRACTEBEL GNP, S.A. DE C.V.	Operando
70	<u>G/050/DIS/1998</u>	TRACTEBEL DIGAQRO, S.A. DE C.V.	Operando
71	<u>G/018/DIS/1997</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
72	<u>G/021/DIS/1997</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
73	<u>G/015/DIS/1997</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
74	<u>G/054/DIS/1999</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Terminado anticipadamente
75	<u>G/081/DIS/2000</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
76	<u>G/065/DIS/1999</u>	DISTRIBUIDORA DE GAS NATURAL DE OCCIDENTE, S.A. DE C.V.	Terminado anticipadamente
77	<u>G/014/DIS/1997</u>	GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.	Operando
78	<u>G/041/DIS/1998</u>	COMERCIALIZADORA METROGAS, S.A. DE C.V.	Operando
79	<u>G/019/DIS/1997</u>	COMPAÑIA MEXICANA DE GAS, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
80	<u>G/011/DIS/1997</u>	COMPAÑIA NACIONAL DE GAS, S.A. DE C.V.	Operando
81	<u>G/033/DIS/1998</u>	NATURGY MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

Al igual que el transporte, la distribución también cuenta con modalidad de distribución por otros medios: esto se refiere a lugares donde no existe infraestructura fija que permita el suministro de gas natural de un punto de transporte a la puerta del consumidor final, en un radio menor a 3 km. En este caso se usa la distribución por medio de semirremolques. A diferencia del transporte, la modalidad de este permiso que es permite no solo el transporte, sino también la venta de gas natural bajo una misma figura comercial. Actualmente, son 15 los permisos otorgados bajo la modalidad de distribución por otros medios (ver Tabla 31). El primer permiso otorgado bajo este esquema fue en 2015 a la CORPORACION CH4, S.A. de C.V., el cual se encuentra operando actualmente en Jalisco, Nayarit, Michoacán y Sinaloa (Ilustración 18).

Ilustración 18 - Permisos de distribución de Gas Natural a 2020.



Fuente: Elaboración propia.

4.8 Compresión de gas natural

Las estaciones de compresión de gas garantizan que el gas natural mantenga una presión suficiente en su recorrido por los gasoductos de larga distancia o para mantener un alto volumen para el transporte por medio de semirremolques y poder disminuir el costo de venta al usuario final. Cuando se habla de estaciones de compresión para el transporte por gasoductos, SENER es el encargado de realizar la ingeniería, construcción y puesta en marcha, hasta la entrega de llave en mano al cliente, de este tipo de instalaciones. Por otra parte, cuando las instalaciones son para suministro por medio de semirremolques para usuario final, dichos proyectos son realizados por terceras personas, particulares ya sean nacionales o extranjeros. Actualmente, la CRE se encarga de otorgar los permisos a particulares que se encargan de comprimir gas para transporte terrestre. Actualmente existen 23 permisos de compresión a lo largo del país. El primer permiso fue otorgado en 2015 a ACCESGAS, S.A.P.I. de C.V., el cual se encuentra operando en Villagrán, municipio de Guanajuato. Este permiso que tiene una vigencia por 15 años. El último permiso otorgado fue en 2021, a NA TRANSPORT S.A. de C.V., el cual se encuentra en operación en el municipio de Naucalpan, Estado de México, con una vigencia de 15 años. El resto de los permisos se enlistan en la Tabla 32.

Tabla 32 - Permisos de compresión a 2020.

Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/23813/COMP/2021</u>	NA TRANSPORT S.A. DE C.V.	Operando
2	<u>G/23446/COMP/2020</u>	GAS NATURAL GANAMEX, S. DE R.L. DE C.V.	Por iniciar operaciones
3	<u>G/21424/COMP/2018</u>	ACCESGAS, S.A.P.I. DE C.V.	Por iniciar operaciones
4	<u>G/20861/COMP/2018</u>	VBG ENERGÉTICA, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
5	<u>G/20316/COMP/2017</u>	ENERGIA NATURAL PENINSULAR, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
6	<u>G/19814/COMP/2016</u>	VIRTUAL PIPELINES DE MEXICO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
7	<u>G/19547/COMP/2016</u>	NEOMEXICANA DE GNC, S.A.P.I. DE C.V.	Operando

8	<u>G/19158/COMP/2016</u>	ENERGIA NATURAL MOVIL S.A. DE C.V.	Operando
9	<u>G/11766/COMP/2015</u>	VIRTUAL PIPELINES DE MEXICO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
10	<u>G/11765/COMP/2015</u>	NEOMEXICANA DE GNC, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
11	<u>G/12975/COMP/2015</u>	3EGASV S. DE R.L. DE C.V.	Operando
12	<u>G/12972/COMP/2015</u>	NATGAS QUERETARO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
13	<u>G/11782/COMP/2015</u>	GN ENERGETICO S. DE R.L. DE C.V.	Operando
14	<u>G/11769/COMP/2015</u>	GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V.	Operando
15	<u>G/11770/COMP/2015</u>	GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V.	Operando
16	<u>G/11768/COMP/2015</u>	GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V.	Operando
17	<u>G/11780/COMP/2015</u>	NATURGY SERVICIOS, S.A. DE C.V.	Operando
18	<u>G/11781/COMP/2015</u>	NATURGY SERVICIOS, S.A. DE C.V.	Operando
19	<u>G/11767/COMP/2015</u>	CIMAGAS S.A. DE C.V.	Operando
20	<u>G/9858/COMP/2015</u>	3EGASV S. DE R.L. DE C.V.	Operando
21	<u>G/909/COMP/2015</u>	CORPORACION C H 4, S.A. DE C.V.	Operando
22	<u>G/358/COMP/2015</u>	IGASAMEX BAJÍO S. DE R. L. DE C. V	Operando
23	<u>G/357/COMP/2015</u>	ACCESGAS, S.A.P.I. DE C.V.	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

En la Ilustración 19 se ilustra la ubicación de las estaciones de compresión, acorde a los datos reportados a la CRE por los permisionarios.

Ilustración 19 - Estaciones de compresión a 2020.



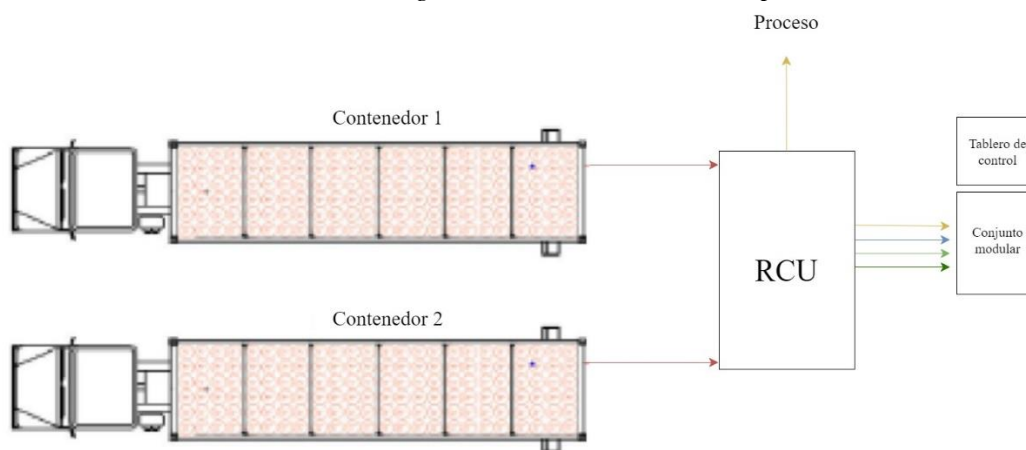
Fuente: Elaboración propia.

4.9 Descompresión de gas natural

Una vez que se ha realizado todo el proceso de transporte y distribución de gas natural hasta la puerta del usuario final, el gas se descomprime para poder ser usado a las condiciones requeridas para cada operación. Por lo general, el gas es entregado a una presión de 250 bar y se reduce la presión hasta 4 bar, por lo que se requiere de un equipo especializado que se encargue de esta tarea. Para ello se hace uso de estaciones de descompresión cuyo objetivo es descomprimir y alimentar las redes de distribución locales. La alimentación de la estación de descompresión se realiza a través de vehículos

que transportan GNC hasta 250 bar o por medio de ductos de distribución, pero ello depende de la presión que entregue el permisionario al ducto de distribución. Cuando el gas es suministrado por vehículos, estos son conectados al sistema de descompresión, el cual realiza la reducción de presión hasta 4 bar. A partir de ese punto, el gas natural es transferido a la estación de medición del cliente. La Ilustración 20 muestra un diagrama de la estación (Maldonado Plascencia, 2018).

Ilustración 20 – Diagrama de estación de descompresión.



Fuente: Elaboración propia.

El proceso de suministro de gas se inicia cuando un contenedor es conectado en una mesa de descompresión. Siempre habrá una mesa de descompresión en operación y otro en modo de stand - by. Esto a fin de garantizar un suministro continuo y que no haya ninguna complicación puesto que varios procesos que consumen gas natural son para generación eléctrica o para operación de calderas. De igual manera, es un mecanismo de seguridad el que existan dos mesas de carga puesto que los contenedores operan de 250 bar a 15 bar, llegando a los 15 bar cierra la válvula de paso y se abre la segunda válvula, garantizando un suministro continuo y seguro.

De manera general, toda empresa encargada de comprimir gas natural también es la misma encargada de descomprimir y suministrar gas al usuario final, para ello, debe contar con la autorización de la CRE mediante un permiso de descompresión. Dicho permiso amparará todas las estaciones que el permisionario desee tener; actualmente existen 14 permisos de descompresión. El primer permiso fue otorgado a Igasamex Bajío S. de R. L. de C. V en 2015 y actualmente se encuentra en operación. El resto de los permisos se enlistan en la Tabla 33 (CRE, 2021).

Tabla 33 - Permisos de descompresión a 2020.

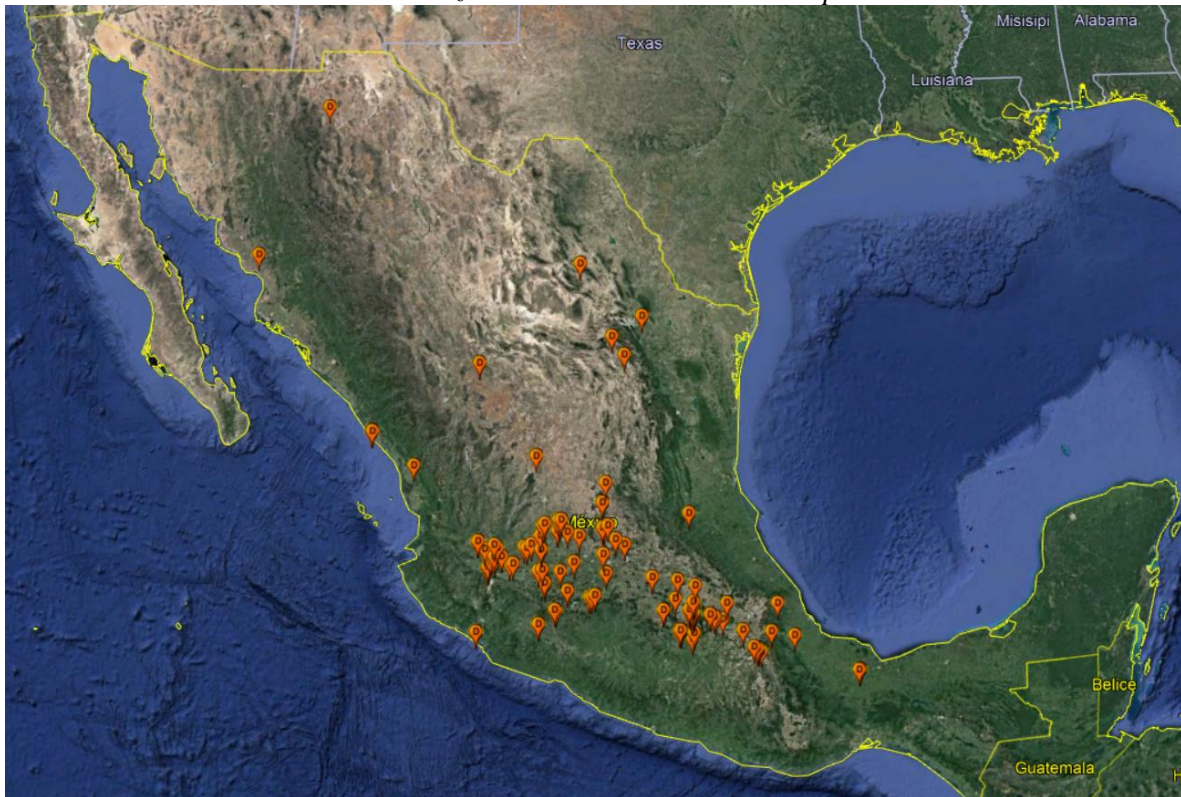
Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/23349/DESC/2020</u>	ENERGIA NATURAL PENINSULAR, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
2	<u>G/19157/DESC/2016</u>	ENERGIA NATURAL MOVIL S.A. DE C.V.	Operando
3	<u>G/19108/DESC/2016</u>	KNG ULTRA S.A. DE C.V.	Operando
4	<u>G/18824/DESC/2016</u>	IGASAMEX BAJÍO S. DE R. L. DE C. V	Terminado anticipadamente
5	<u>G/12976/DESC/2015</u>	3EGASV S. DE R.L. DE C.V.	Operando
6	<u>G/11783/DESC/2015</u>	GN ENERGETICO S. DE R.L. DE C.V.	Operando

7	G/11761/DESC/2015	VIRTUAL PIPELINES DE MEXICO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
8	G/11764/DESC/2015	GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V.	Operando
9	G/11763/DESC/2015	COMERCIAL Y TRANSPORTE GNC S.A.P.I. DE C.V.	Operando
10	G/11760/DESC/2015	NEOMEXICANA DE GNC, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
11	G/11762/DESC/2015	CIMAGAS S.A. DE C.V.	Operando
12	G/2239/DESC/2015	ACCESGAS, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
13	G/5054/DESC/2015	CORPORACION CH4, S.A. DE C.V.	Operando
14	G/2238/DESC/2015	IGASAMEX BAJÍO S. DE R. L. DE C. V	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

De igual manera que para compresión y transporte, se tienen las estaciones de descompresión ubicadas en un mapa en el cual se aprecia que la mayor concentración en la región centro – occidente, puesto que es la región que tiene el mayor concentrado de industria que no cuenta con acceso a algún gasoducto de transporte que dé suministro directo (Ilustración 21).

Ilustración 21 – Localización de estaciones de descompresión a 2020.



Fuente: Elaboración propia.

4.10 Licuefacción de gas natural

El tema de gas natural licuado es un área que aún se encuentra en desarrollo, puesto que, al ser comparado con gas natural comprimido en todo sentido, compresión, transporte y descompresión, existe un mayor número de permisos, infraestructura y normatividad que regula dichas actividades. Caso contrario, para el GNL es muy poca la infraestructura existente en el país, así como los permisos.

Actualmente existen tres permisos de licuefacción, de los cuales, uno se encuentra operando, a cargo de SOLENSA S.A. DE C.V. desde 2015 en Apodaca, Nuevo León. Mientras que el último permiso otorgado fue en 2019 a cargo de MÉXICO PACIFIC LAND HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V. ubicada en Pitiquito, Sonora, que, de acuerdo con datos registrado en la CRE, se encuentra en construcción como se ve en la Tabla 34 e Ilustración 22 (CRE, 2021).

Tabla 34 - Permisos de licuefacción a 2020.

Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/22264/LICUE/2019</u>	MÉXICO PACIFIC LAND HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.	En construcción
2	<u>G/20709/LICUE/2017</u>	ECA LIQUEFACTION, S. DE R.L. DE C.V.	Por iniciar obras
3	<u>G/12968/LICUE/2015</u>	SOLENSA S.A. DE C.V.	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

Ilustración 22 - Estaciones de licuefacción a 2020.



Fuente: Elaboración propia.

El poco desarrollo de infraestructura entorno al GNL se debe a que la política para la importación del gas bajo este esquema se estableció a partir del Programa Sectorial de Energía 2001-2006, todo ello con el fin de asegurar la oferta suficiente de gas natural a precios competitivos, mediante el desarrollo de infraestructura de una o varias terminales de GNL en México. Al analizar las perspectivas del mercado de gas natural, estas suponían que las importaciones provendrían de los EE.UU., sin embargo, a partir de la perspectiva 2000-2009 se agregó en la parte de mercado internacional un apartado para el GNL; un año más tarde se señaló la posibilidad de desarrollar proyectos de GNL, en ciertas zonas o regiones del país con potencial de crecimiento por lo que implicaba en su momento,

y a partir de la prospectiva 2003-2012, se incluyó al GNL como parte de las fuentes de suministro de gas natural para el país (Félix, 2013).

Cuando se analizaron las propuestas de ubicación de los proyectos, estos contemplaron a Altamira para la Costa del Golfo, Ensenada, Manzanillo o Lázaro Cárdenas para el Pacífico, puesto que todas estas ubicaciones son puertos de alto impacto entorno al comercio. En el caso de Altamira, debido a que los nuevos proyectos de generación eléctrica se concentraban en la zona del Golfo se analizaba como una primera propuesta de ubicación en esa región; en las ubicaciones establecidas del pacífico, Ensenada destacó por su cercanía al mercado de California y para el suministro a las plantas de generación ubicadas en Rosarito, así como para los productores privados de energía eléctrica de la región; en el caso de Lázaro Cárdenas y Manzanillo eran candidatos para cubrir el mercado de la región Occidente puesto que son los dos puertos por los que entra la mayor parte comercial del país de la región pacífico y se distribuye gran parte a las zonas centro-occidente.

Altamira, permitiría la sustitución de las importaciones del Sur de Texas y Ensenada la sustitución de importaciones del Sur de California y la posibilidad de exportar gas natural al mercado de California; para el mercado del Occidente del país, por cuestiones económicas, la CFE optó por Manzanillo. Adicional a dichos proyectos se proponen otras ubicaciones a desarrollar por el potencial que ofrecen, como lo son Puerto Libertad en Sonora, Topolobampo en Sinaloa, Salina Cruz en Oaxaca, Península de Yucatán y una terminal costa afuera frente al Estado de Tamaulipas de la empresa El Dorado-Tidelines, ésta última asociada a un proyecto de transporte y almacenamiento subterráneo. El GNL no es nuevo en México se ha importado en pequeñas cantidades de las terminales satélite del Sur de los EE.UU. para la región noroeste del país; previo al interés masivo por el desarrollo de terminales de almacenamiento y regasificación de GNL, se presentó una manifestación de interés para desarrollar este tipo de sistemas en Mazatlán, Sinaloa.

El costo estimado del gas natural por las compañías interesadas en desarrollar este tipo de proyectos en México fue de US\$3.4/MMBtu, el cual podría variar dependiendo del origen del gas y su costo de oportunidad en cada destino. Los proyectos involucraban contratos de 15 a 20 años, con un volumen mínimo de 500 MMpcd, para aprovechar las economías de escala de las terminales de recepción y almacenamiento de GNL (Félix, 2013).

4.11 Regasificación de gas natural

En México, desde 2015 se han otorgado tres permisos de regasificación para distribuir Gas Natural Licuado a diversas empresas en el país, de los cuales, dos se encuentran en operación y el tercero está por iniciar operaciones como se observa en la Tabla 35 (CRE, 2021), la importancia de la regasificación del gas radica en que la totalidad de la infraestructura existente en el país opera con condiciones específicas de presión temperatura, mismas que son dictadas por los usuarios finales, generalmente a temperaturas ambientales y presiones de hasta 20 bar, siendo necesario el gas en estado gaseoso.

Tabla 35 - Permisos de regasificación a 2020.

Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/21568/REG/2018</u>	Enestas, S.A. de C.V.	Operando
2	<u>G/21567/REG/2018</u>	SINS OIL AND GAS, S. de R.L. de C.V.	Por iniciar operaciones
3	<u>G/12977/REG/2015</u>	SOLENSA S.A. de C.V.	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

El proceso de regasificación se divide en tres etapas (Grupo EVE, 2021):

1. Vaporizadores: Su función es elevar la temperatura del GNL utilizando agua de mar mediante intercambiadores de calor. Así, el GNL vuelve a su estado gaseoso.
2. Relicador: Equipo encargado de recuperar durante el proceso de almacenamiento cierta cantidad de GNL que se ha convertido en gas natural gaseoso. Aquí se recupera y se mezcla con el gas regasificado en los vaporizadores.
3. Estación de regulación: El gas natural pasa por un proceso de regulación, medida y odorización a fin de hacer posible la detección de fugas.

Dichos proyectos de regasificación tienen la finalidad de pasar de estado líquido a gaseoso el gas natural y suministrarlo por medio de ductos, al hacerlo pasar por un condensador y una bomba que se encargará de transportar el gas por los ductos hasta una estación de compresión o una central de generación eléctrica.

Dichos proyectos se sustentan bajo un estudio económico previo el cual se caracterizó por analizar los siguientes aspectos (CRE, 2001):

1. Contratos de largo plazo, modulación de picos de demanda, comercialización propia, servicios de regasificación y almacenamiento a terceros;
2. Integración del GNL a la generación de electricidad;
3. Se da apertura al GNL en el mercado nacional energético;
4. Las proyecciones de precios futuros para el gas natural, punto para justificar la cadena del GNL;
5. Acceso abierto lo que optimiza la operación de las plantas de regasificación;
6. Costos de transporte marítimo y licuefacción son fijos (poca flexibilidad);
7. El productor recibe el total o parte del *netback*² según el arreglo del consorcio.

4.12 Almacenamiento de gas natural

Actualmente, México cuenta con tres terminales de almacenamiento y regasificación, pero únicamente para gas natural licuado, localizadas en las ciudades de Ensenada, Manzanillo y Altamira. Juntas suman una capacidad instalada de regasificación de 2 mil 290 MMpcd y una capacidad de almacenamiento de 920 mil m³, cifras que distan mucho de las de otros países líderes en la materia y de la meta establecida por el gobierno federal.

De acuerdo con CENAGAS, la capacidad de almacenamiento de gas con la que cuenta México da soporte para 1.5 días del consumo nacional. En tanto, en países como Holanda y Alemania, el inventario alcanza 151 y 100 días, respectivamente, según un estudio de la Asociación Mexicana de Empresas de Servicios Petroleros (Amespac), el Consejo Mexicano de Energía (Comener) y La Barra Mexicana, Colegio de Abogados (García Bello, 2019).

De acuerdo con la Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural (PPAGN), la cual se promulgó en marzo de 2018, obliga a que CENAGAS cuente para 2022, con un inventario capaz

² Resumen de todos los costos asociados con llevar una unidad de petróleo al mercado y los ingresos por la venta de todos los productos generados a partir de esa misma unidad

de cubrir una demanda mínima de tres días de consumo nacional, lo que equivale a alrededor de 28 mil MMpcd aproximadamente, tomando en cuenta que para entonces se tiene proyectada una demanda diaria de 8 mil 690 MMpcd y para 2029, el inventario deberá cubrir al menos cinco días, con 45 mil MMpcd, suficientes para solventar una demanda calculada de 9 mil 612 MMpcd, por lo que se han otorgado cinco permisos de almacenamiento, sin embargo de dichos permisos, solo cuatro se encuentran operando y uno inactivo (Tabla 36).

El permiso que se encuentra inactivo es la planta de almacenamiento en dos cavernas salinas ubicadas en Veracruz, con una capacidad de hasta 5 mil MMpcd de gas natural, sin embargo, tras un estudio de factibilidad, dicha ubicación no se volvió económicamente rentable dadas las condiciones geológicas del sitio, sin embargo, se solicitó a la CRE el cambio de ubicación del sistema de almacenamiento, localizándose en el mismo estado de Veracruz dando respuesta favorable al resultado de las evaluación técnico-económica de la caverna salina en julio de 2014, sin dar respuesta favorable actualmente.

Tabla 36 - Permisos de almacenamiento a 2020.

Número	Permiso	Permisionario	Estatus
1	<u>G/23819/ALM/2021</u>	NFE PACIFICO LAP, S. de R.L. de C.V.	Operando
2	<u>G/228/ALM/2008</u>	TERMINAL KMS DE GNL, S. de R.L. de C.V.	Operando
3	<u>G/202/ALM/2007</u>	Almacenamiento Subterráneo del Istmo, S.A de C.V	Inactivo
4	<u>G/140/ALM/2003</u>	ENERGIA COSTA AZUL, S. de R.L. de C.V.	Operando
5	<u>G/138/ALM/2003</u>	Terminal de LNG de Altamira S.de R.L. de C.V.	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

Posterior al otorgamiento de los primeros permisos de almacenamiento y regasificación de GNL, la CFE llevó a cabo una serie de licitaciones públicas internacionales para el suministro de gas natural proveniente de plantas de GNL en Altamira (2003) con una capacidad de almacenamiento de 300,000 m³, operada por Enagas y propietario del 40% de las acciones de la planta y 60% correspondiente a Vopak (Enagás, 2014); en Baja California en el municipio de Ensenada (2003) a cargo de la empresa Energía Costa Azul con una inversión aproximada de 1,200 millones de dólares a fin de suministrar 1,000 MMpcd (ECA, 2005), adicionalmente, detonó la construcción de la terminal de importación de GNL en Manzanillo (2008) a cargo de un grupo de empresas con experiencia en el sector, de origen asiático conformadas por: KOGAS, Mitsui & Co., Ltd. y Samsung C&T (KMS, 2018), en donde licitó el suministro de GNL y la construcción de la terminal para la recepción, almacenamiento y regasificación de GNL con un monto de inversión de 783 millones de USD con una capacidad de 300,000 m³; el objetivo fue, garantizar el suministro de gas natural a las centrales eléctricas de su propiedad y a los PIE, diversificar las fuentes de suministro y con ello garantizar la seguridad energética del sistema eléctrico nacional.

Por otra parte, la planta a desarrollarse en La Paz, Baja California a cargo de NFE con permiso otorgado en 2021, contempla varios esquemas dentro de la planta destacando:

1. Recepción, manejo y almacenamiento del GNL.
2. Regasificación del GNL para su posterior uso en la generación de energía eléctrica.
3. Carga o llenado de autotanques para la comercialización del GNL.

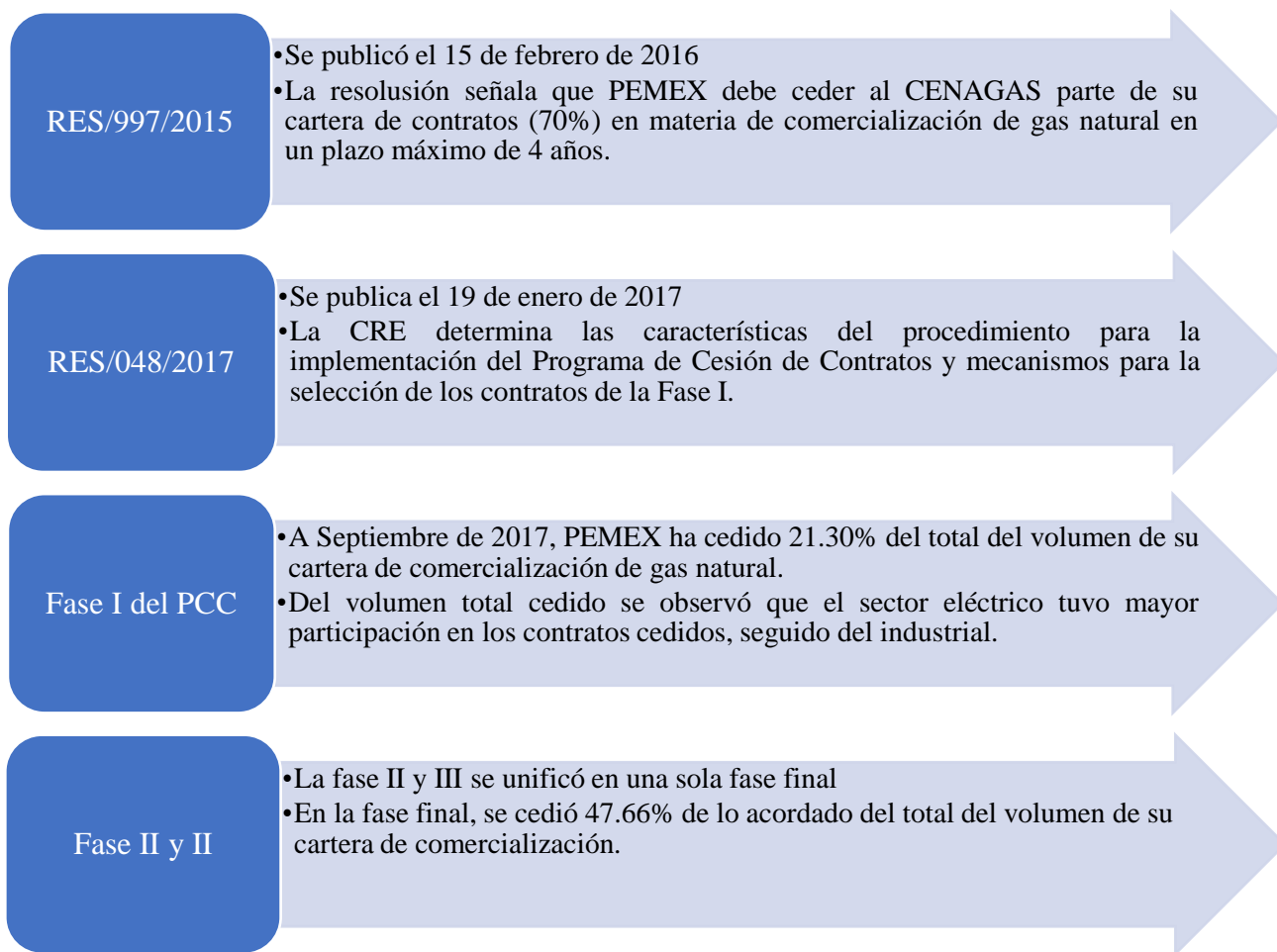
Dicho sistema contempla un almacenamiento de 138,000 m³ en una unidad flotante de almacenamiento, que será anclado al puerto y estará encargado de recibir de tres a seis veces al año buques con GNL, esta unidad a su vez se encargará de suministrar GNL a un buque pequeño con capacidad de 6,500 m³ que su función es transportar GNL de una a tres veces a la semana a la terminal de almacenamiento y regasificación en tierra (NFE, 2018).

Los proyectos de almacenamiento de gas natural son, sin duda, una innovación para el país, que podría contar con una mayor participación del sector privado, a partir de las acciones realizadas por el CENAGAS. Eso traerá consigo una importante inversión que, eventualmente, daría paso a una política fiscal que incentive la llegada de más inversionistas a este tipo de proyectos.

4.13 Comercialización de gas natural

A partir de la Reforma Energética se logró establecer la separación entre el transporte y la comercialización del gas natural dando independencia a la comercialización, lo que significa que los permisionarios de transporte por ducto de gas natural no pueden comercializar el hidrocarburo bajo el mismo permiso.

De igual manera, la Ley de Hidrocarburos estableció que la CRE será la encargada de sujetar a una regulación asimétrica las actividades de comercialización que realice PEMEX mediante la resolución RES/997/2015 y RES/048/2017, con objeto de limitar el control que tiene en dicho sector, a fin de lograr una mayor participación de agentes económicos que promuevan el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados nacionales, mediante un programa de cesión gradual de contratos, en el cual se establece que en un plazo máximo de cuatro años, contados a partir de su autorización, PEMEX debe poner a disposición de terceros comercializadores el 70 % del total del volumen de gas natural asociado a sus actividades actuales de comercialización mediante la cesión de su cartera de contratos que represente dicho volumen total, mediante tres fases, bajo el siguiente esquema (Alexandri, y otros, 2018); (Energía, 2018):



Fuente: Elaboración propia con datos de Energía, 2018.

A partir de dicho esquema, la CRE ha otorgado 109 permisos de comercialización, destacando el permiso de DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. de C.V. el cual tiene la jurisdicción de comercialización en el área contractual 1 Barcodón, por ser el primer permiso otorgado, el resto de los permisos se enlistan en la Tabla 37 (CRE, 2001).

Tabla 37 - Permisos de comercialización a 2020.

Número	Número de Permiso	Permisionario	Estatus CRE
1	<u>G/23715/COM/GN/2021</u>	FÉNIX TRADING O&G S.A.P.I. DE C.V.	Operando
2	<u>G/23714/COM/GN/2021</u>	BSQ GLOBAL CORPORATION S.A. DE C.V.	Operando
3	<u>G/23713/COM/GN/2021</u>	GRUPO ENERGETICO PG Y ASOCIADOS S.A. DE C.V.	Operando
4	<u>G/23712/COM/GN/2021</u>	COMERCIALIZADORA GS3, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
5	<u>G/23577/COM/GN/2020</u>	CENTRAL GENERADORA ELÉCTRICA HUINALÁ, S. DE R. L. DE C. V.	Operando
6	<u>G/23576/COM/GN/2020</u>	APPLIED LNG DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando

7	<u>G/23571/COM/CEE/2020</u>	NEWPEK EXPLORACION Y EXTRACCION, S.A. DE C.V.	Operando
8	<u>G/23547/COM/GN/2020</u>	SARREAL, S.A. DE C.V.	Operando
9	<u>G/23546/COM/GN/2020</u>	ENERGIA Y GAS NATURAL FOUR, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
10	<u>G/23445/COM/GN/2020</u>	TWIN EAGLE ENERGY MARKETING MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
11	<u>G/23444/COM/GN/2020</u>	HARTREE GAS MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
12	<u>G/23443/COM/GN/2020</u>	GAS NATURAL INFRA S.A. DE C.V.	Operando
13	<u>G/23348/COM/GN/2020</u>	TRION CORPORATION FUEL AND GAS S.A. DE C.V.	Operando
14	<u>G/23342/COM/CEE/2020</u>	E&P HIDROCARBUROS Y SERVICIOS S.A. DE C.V.	Operando
15	<u>G/23345/COM/GN/2020</u>	GASPRIMO, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
16	<u>G/23344/COM/GN/2020</u>	FINSA ENERGÉTICOS II, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
17	<u>G/23343/COM/CEE/2020</u>	FIELDWOOD ENERGY E&P MEXICO S. DE R.L. DE C.V.	Operando
18	<u>G/23301/COM/GN/2020</u>	DGAS AMERICA S.A.P.I DE C.V.	Operando
19	<u>G/23300/COM/GN/2020</u>	COMERCIALIZADORA DE COMBUSTIBLES BENZIN, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
20	<u>G/23063/COM/GN/2020</u>	GASANTOS, S.A. DE C.V.	Operando
21	<u>G/22984/COM/CEE/2019</u>	NEWPEK EXPLORACION Y EXTRACCION, S.A. DE C.V.	Operando
22	<u>G/22983/COM/CEE/2019</u>	BLOQUE VC 01 S.A.P.I. DE C.V.	Operando
23	<u>G/22762/COM/CEE/2019</u>	ROMA ENERGY MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
24	<u>G/22761/COM/GN/2019</u>	ENERGIA RENOVABLE APLICADA, S.A. DE C.V.	Operando
25	<u>G/22760/COM/GN/2019</u>	GN ENERGETICO S. DE R.L. DE C.V.	Operando
26	<u>G/22759/COM/GN/2019</u>	GAS BUFFALO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
27	<u>G/22758/COM/GN/2019</u>	700 NEMEX, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
28	<u>G/22501/COM/GN/2019</u>	VISAMARO, S.A. DE C.V.	Operando
29	<u>G/22499/COM/GN/2019</u>	PRODUCCION DE ENERGIA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
30	<u>G/22498/COM/GN/2019</u>	NFENERGIA GN DE BCS, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
31	<u>G/22497/COM/GN/2019</u>	MORGAN STANLEY CAPITAL, S.A. DE C.V.	Operando
32	<u>G/22496/COM/CEE/2019</u>	HOKCHI ENERGY S.A. DE C.V.	Operando
33	<u>G/22495/COM/GN/2019</u>	ENERGÍA FAMILIAR S.A. DE C.V.	Operando
34	<u>G/22493/COM/GN/2019</u>	ECA LIQUEFACTION, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
35	<u>G/22262/COM/CEE/2019</u>	ENI MÉXICO S. DE R.L. DE C.V.	Operando
36	<u>G/22261/COM/CEE/2019</u>	DUNAS EXPLORACION Y PRODUCCION S.A.P.I. DE C.V.	Operando
37	<u>G/22260/COM/GN/2019</u>	BAJA GAS PENINSULAR, S.A. DE C.V.	Operando

38	<u>G/22199/COM/GN/2019</u>	GP DIVISION GAS, S.A. DE C.V.	Operando
39	<u>G/22198/COM/GN/2019</u>	COMERCIALIZADORA LUXEM, S.A. DE C.V.	Operando
40	<u>G/22082/COM/CEE/2019</u>	VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V.	Operando
41	<u>G/22084/COM/CEE/2019</u>	VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V.	Operando
42	<u>G/22083/COM/CEE/2019</u>	VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V.	Operando
43	<u>G/22081/COM/CEE/2019</u>	PETRO-SPM INTEGRATED SERVICES, S.A. DE C.V.	Terminado anticipadamente
44	<u>G/22080/COM/GN/2019</u>	WYETREE MX, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
45	<u>G/22079/COM/GN/2019</u>	GLOBAL TRADING GOODS AND SERVICES, S.A. DE C.V.	Operando
46	<u>G/21925/COM/GN/2018</u>	FL FUEL LOGISTICS, S.A. DE C.V.	Operando
47	<u>G/21865/COM/GN/2018</u>	CONSULTORÍA Y SERVICIO INTEGRAL A&A S. DE R.L. DE C.V.	Operando
48	<u>G/21743/COM/CEE/2018</u>	MAYACASTE OIL & GAS, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
49	<u>G/21708/COM/CEE/2018</u>	SECADERO PETROLEO Y GAS, S.A. DE C.V.	Operando
50	<u>G/21707/COM/CEE/2018</u>	PETROBAL UPSTREAM DELTA 1, S.A. DE C.V.	Operando
51	<u>G/21706/COM/CEE/2018</u>	OPERADORA DE CAMPOS DWF, S.A. DE C.V.	Operando
52	<u>G/21704/COM/GN/2018</u>	GNG ENERGY, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
53	<u>G/21622/COM/GN/2018</u>	VITOL ELECTRICIDAD DE MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
54	<u>G/21566/COM/GN/2018</u>	PARAGON MIDSTREAM, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
55	<u>G/21565/COM/GN/2018</u>	LOKALE ENERGIA S. DE R.L. DE C.V.	Operando
56	<u>G/21496/COM/CEE/2018</u>	CALICANTO OIL & GAS S.A.P.I. DE C.V.	Operando
57	<u>G/21464/COM/CEE/2018</u>	PANTERA EXPLORACION Y PRODUCCION 2.2, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
58	<u>G/21426/COM/CEE/2018</u>	CONSORCIO PETROLERO 5M DEL GOLFO S.A.P.I. DE C.V.	Operando
59	<u>G/21425/COM/CEE/2018</u>	PETROFAC MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
60	<u>G/21423/COM/GN/2018</u>	THE CHEMOURS COMPANY MEXICANA S. DE R.L. DE C.V.	Operando
61	<u>G/21403/COM/CEE/2018</u>	DS SERVICIOS PETROLEROS, S.A. DE C.V.	Operando
62	<u>G/21402/COM/GN/2018</u>	PETROLIFEROS ENERPRES, S.A. DE C.V.	Operando
63	<u>G/21401/COM/GN/2018</u>	COMPRESIÓN BAJÍO S. DE R.L. DE C.V.	Operando
64	<u>G/21400/COM/GN/2018</u>	COMERCIALIZADORA DE GAS NAVARRÉS, S.A. DE C.V.	Operando
65	<u>G/21382/COM/GN/2018</u>	ESCO COMERCIALIZADORA ENERGETICA S. DE R.L. DE C.V.	Operando
66	<u>G/21293/COM/CEE/2018</u>	STRATA CPB, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
67	<u>G/21292/COM/CEE/2018</u>	STRATA CPB, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
68	<u>G/21291/COM/CEE/2018</u>	GS OIL AND GAS, S.A.P.I. DE C.V.	Operando

69	<u>G/21290/COM/CEE/2018</u>	TONALLI ENERGIA S.A.P.I. DE C.V.	Operando
70	<u>G/21190/COM/GN/2018</u>	VILLA RESIDENCIAL FAVORITA, S.A. DE C.V.	Operando
71	<u>G/20996/COM/CEE/2018</u>	PETROLERA CÁRDENAS MORA, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
72	<u>G/20995/COM/CEE/2018</u>	DEUTSCHE ERDOEL MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	Operando
73	<u>G/20994/COM/GN/2018</u>	PETROLIFEROS LOBO S. DE R.L. DE C.V.	Operando
74	<u>G/20993/COM/GN/2018</u>	GAS SERVICIOS DEL NORTE DE MEXICO S. DE R.L. DE C.V.	Operando
75	<u>G/20903/COM/GN/2018</u>	STRATA BPS, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
76	<u>G/20902/COM/GN/2018</u>	ECOCHOICE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Operando
77	<u>G/20829/COM/CEE/2018</u>	OLEUM DEL NORTE, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
78	<u>G/20828/COM/CEE/2018</u>	JAGUAR EXPLORACION Y PRODUCCION 2.3, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
79	<u>G/20723/COM/CEE/2017</u>	STRATA CR, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
80	<u>G/20721/COM/CEE/2017</u>	SERVICIOS DE EXTRACCIÓN PETROLERA LIFTING DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Operando
81	<u>G/20720/COM/CEE/2017</u>	SERVICIOS DE EXTRACCIÓN PETROLERA LIFTING DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Operando
82	<u>G/20719/COM/CEE/2017</u>	RENAISSANCE OIL CORP., S.A. DE C.V.	Operando
83	<u>G/20718/COM/CEE/2017</u>	RENAISSANCE OIL CORP., S.A. DE C.V.	Operando
84	<u>G/20717/COM/CEE/2017</u>	RENAISSANCE OIL CORP., S.A. DE C.V.	Operando
85	<u>G/20714/COM/GN/2017</u>	NEW WORLD FUEL S.A. DE C.V.	Terminado
86	<u>G/20713/COM/GN/2017</u>	GAS NATURAL GANAMEX, S. DE R.L. DE C.V.	Terminado
87	<u>G/20712/COM/GN/2017</u>	FABRE Y ASOCIADOS S.A. DE C.V.	Terminado
88	<u>G/20711/COM/GN/2017</u>	DERSA OIL AND GAS CORPORATION S.A. DE C.V.	Terminado
89	<u>G/20710/COM/GN/2017</u>	BAJA GAS AND OIL DE MEXICO S.A. DE C.V.	Terminado
90	<u>G/20722/COM/CEE/2017</u>	SERVICIOS MULTIPLES DE BURGOS, S.A. DE C.V.	Operando
91	<u>G/20716/COM/CEE/2017</u>	IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ, EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Operando
92	<u>G/20715/COM/CEE/2017</u>	IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ, EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	Operando
93	<u>G/20705/COM/CEE/2017</u>	PANTERA EXPLORACION Y PRODUCCION 2.2, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
94	<u>G/20704/COM/CEE/2017</u>	PANTERA EXPLORACION Y PRODUCCION 2.2, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
95	<u>G/20703/COM/CEE/2017</u>	PANTERA EXPLORACION Y PRODUCCION 2.2, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
96	<u>G/20701/COM/GN/2017</u>	NEG NATURAL S.A. DE C.V.	Operando

97	<u>G/20699/COM/CEE/2017</u>	JAGUAR EXPLORACION Y PRODUCCION 2.3, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
98	<u>G/20698/COM/CEE/2017</u>	JAGUAR EXPLORACION Y PRODUCCION 2.3, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
99	<u>G/20604/COM/CEE/2017</u>	CMM CALIBRADOR S.A. DE C.V.	Operando
100	<u>G/20603/COM/CEE/2017</u>	GRUPO MAREÓGRAFO S.A. DE C.V.	Operando
101	<u>G/20601/COM/GN/2017</u>	ZENITH HOLDING MÉXICO, S.A. DE C.V.	Operando
102	<u>G/20477/COM/GN/2017</u>	INDUSTRIAS ENERGETICAS S.A. DE C.V.	Terminado
103	<u>G/20476/COM/GN/2017</u>	AVANT ENERGY, S. DE R.L. DE C.V.	Terminado
104	<u>G/20428/COM/GN/2017</u>	NGL EQUIPMENTS S.A. DE C.V.	Terminado
105	<u>G/20429/COM/GN/2017</u>	NOBLE GAS NATURAL Y ELECTRICIDAD DE MEXICO, S.A. DE C.V.	Operando
106	<u>G/20378/COM/CEE/2017</u>	PERSEUS TAJON, S.A. DE C.V.	Operando
107	<u>G/20377/COM/CEE/2017</u>	PERSEUS FORTUNA NACIONAL, S.A. DE C.V.	Operando
108	<u>G/20376/COM/CEE/2017</u>	DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V.	Operando
109	<u>G/20375/COM/CEE/2017</u>	DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V.	Operando

Fuente: Elaboración propia con datos de CRE, 2021.

Actualmente, son ocho los permisos que se encuentran terminados por diversos factores.

En México, a partir de la Reforma Energética de 2013, permitió la apertura y control del mercado del gas natural ya que el desarrollo de mayores puntos de internación, permitieron que la demanda creciente del energético, se pudiera satisfacer ante la caída de la producción nacional del energético, lo que ha permeado en el desarrollo de infraestructura en todas las partes del país, marcando claramente tendencias hacia las zonas más industrializadas, con un alto consumo energético, como lo es por producción eléctrica o consumo por los diversas actividades que realizan.

Actualmente vemos que la mayoría de la infraestructura existente se localiza en la región centro, sureste y noreste, dada la cercanía con los estados productores en EE.UU. y la cercanía geográfica con las principales ciudades en México (Monterrey, Ciudad de México, Guadalajara), ya que económicamente hablando es más factible el desarrollo de los ductos de transporte por las cortas distancias, facilitando el suministro a dichas ciudades y sus industrias mismo que se aprecia desde la Ilustración 14 a la 22, destacando la región centro por contar con industrias privadas con alto consumo energético, como Coca Cola, Bimbo, Audi, Bridgestone, ArcelorMittal, etc., industrias de tan alto consumo energético que han fomentado el desarrollo de ductos propios de consumo de gas natural o bases de compresión, así como la disponibilidad y desarrollo de tecnología para el transporte por contenedores, ha favorecido el suministro de gas a industrias como la minera, que se localizan en puntos alejados a los ductos.

Dicha tendencia de desarrollo ha favorecido el crecimiento en otras áreas como residencial, donde nuevos desarrollos inmobiliarios optan por interconectarse a los ductos de distribución facilitando el desarrollo energético que requerirán sus proyectos.

5. Regulación en torno al gas natural a partir de la reforma energética

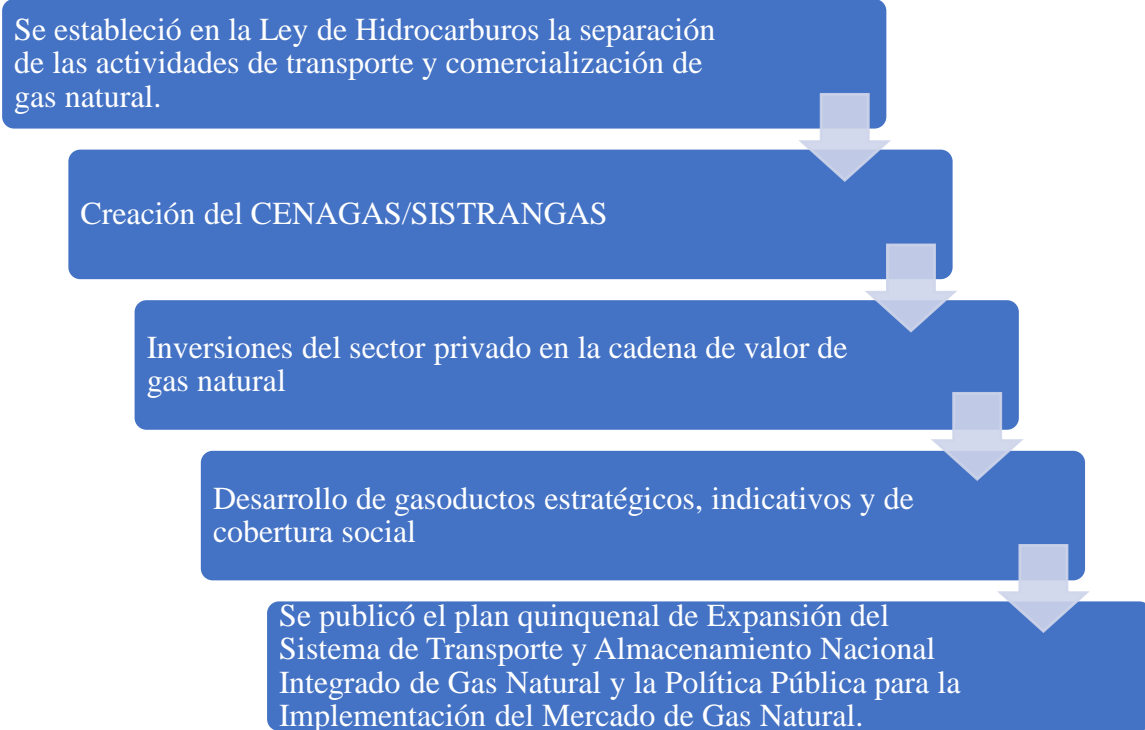
Tras la entrada en vigor del decreto en materia de energía en diciembre de 2013, por el que se reformó y se adicionan las disposiciones hacia la Constitución Política de México, se plasma un modelo, mediante el cual, la Reforma Energética busca impulsar a la industria de los hidrocarburos a modernizar todas las actividades que integran y aportan a la cadena de valor del sector del gas natural, mediante el diseño de un nuevo marco legal que fomenta la participación de empresas privadas, ya sea de manera individual o en asociación con Empresas Productivas del Estado (EPE).

Con este nuevo modelo se modernizó y fortaleció a PEMEX y CFE convirtiéndolas en EPE con autonomía presupuestal, de gestión, y libertad de asociarse con el sector privado para competir en igualdad de condiciones, con la intención de crear valor económico e incrementar los ingresos de la Nación, bajo un esquema de equidad y responsabilidad social y ambiental (SENER, 2016). Adicionalmente se fortalecieron los Órganos Reguladores Coordinados encargados del tema energético, a fin de otorgándoles autonomía técnica, operativa y de gestión con el objetivo de garantizar absoluta transparencia en los contratos, permisos y procesos de licitación para asegurar el funcionamiento eficiente de los mercados energéticos.

De manera general, se establece una nueva organización de la cadena de valor del sector hidrocarburos entorno al gas natural, el cual se ha orientado hacia nuevas fronteras entorno a un desarrollo económico y tecnológico, generando logros significativos en el mercado nacional, dando apertura a la libre competencia y la ampliación de la infraestructura, con el objetivo de garantizar un suministro seguro, confiable y a precios competitivos en todo el territorio nacional.

Tras la modificación del marco regulatorio entorno al gas natural, fomentó el incremento de la competencia gracias a la apertura de mercado, mismo que ha favorecido a todos los participantes dentro de la cadena de valor, así como generar un impulso en la expansión de la infraestructura para el transporte mediante la red de ductos, cuyo propósito es aumentar la capacidad a nivel nacional y a la par, fomentar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS y de las redes de transporte privadas, sustentando un refuerzo en el suministro de combustible a los principales centros de consumo del país, todo ello, bajo un esquema establecido en los planes quinquenales tras la modificación en La Ley de Hidrocarburos (Ilustración 23).

Ilustración 23 - Acciones del nuevo marco regulatorio entorno al gas natural.



Fuente: Elaboración propia con datos de Joaquín Coldwell, y otros, 2017.

Las actividades que integran a la cadena de valor entorno al gas natural están reguladas por un marco jurídico que sustenta las leyes y reglamentos que tienen el propósito de que toda la estructura funcione bajo un mejor esquema organizacional.

Cada organismo involucrado tiene una participación en el sector para establecer una política aplicable de acuerdo con sus atribuciones, facultades y alcances, asimismo trabajan en conjunto para dirigir y coordinar la actual política pública en materia de gas natural (Ilustración 24).

Ilustración 24 - Marco jurídico en Materia de Hidrocarburos (Gas Natural).



Fuente: Elaboración propia con datos de Joaquín Coldwell, y otros, 2017.

A partir de la publicación de la ley de Hidrocarburos se establecen las facultades de la Secretaría de Energía para conducir la política energética del país a partir de un marco constitucional vigente, y para ello se coordina con los Órganos Reguladores encargados en Materia Energética a fin de actuar en conformidad a las políticas públicas establecidas por el Ejecutivo Federal, delegando a los siguientes órganos reguladores para coordinar la materia energética entorno al gas natural:

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
- Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- Secretaría de Energía (SENER).
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).
- Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS).

5.1 Política energética por parte de la CNH

La CNH, además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, es la encargada de regular y supervisar las actividades de reconocimiento y exploración superficial, de igual manera, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de la nación, mediante la facultad que le confiere emitir la regulación entorno al potencial en materia energética, contemplando la recuperación de petróleo crudo, las reservas de hidrocarburos, el aprovechamiento de gas natural asociado, entre otras actividades, para ello, ha publicado una serie de disposiciones políticas destacando (CNH, 2021):

- Disposiciones administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, que tienen por objeto establecer y regular los actos y las etapas que se lleven a cabo en los procesos de licitación y adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción, conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, su reglamento, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, su reglamento y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las cuales fueron publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de noviembre de 2014.
- Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos, en el cual se establecen los requisitos para el otorgamiento, los procedimientos de seguimiento y supervisión, aprovechamiento comercial, así como las causales de terminación, de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial, publicadas en el DOF el 26 de enero de 2015, y reformados por última ocasión el 24 de mayo de 2018.
- Lineamientos para el uso de la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, la cual tiene por objeto establecer los requisitos y el procedimiento para que los interesados puedan obtener el derecho de uso de la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica, geoquímica y, en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, publicados en el DOF el 22 de septiembre de 2015, y reformados el 28 de octubre de 2015.
- Lineamientos para la transferencia de información histórica, el cual establece las reglas y el procedimiento mediante el cual PEMEX, sus organismos subsidiarios y empresas filiales, así como el Instituto Mexicano del Petróleo, realizarán la Transferencia de información al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 8 de abril de 2016.
- Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, mismos que se dividen en 3 apartados:
 - I. Los recursos humanos, técnicos y normas que deberá cumplir el operador petrolero en relación con la medición de hidrocarburos, así como las reglas generales aplicables a los mecanismos de medición;
 - II. Los requerimientos y criterios que deberán observarse para que la CRE lleve a cabo la aprobación de los mecanismos de medición;
 - III. Las actividades de supervisión y de auditoría en relación con el cumplimiento de los presentes lineamientos, así como la instrumentación de los mecanismos de medición por parte del operador petrolero.

Los cuales fueron publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015, y reformados por última ocasión el 11 de diciembre de 2017.

- Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, que tienen por objeto regular la presentación, aprobación en su caso, modificación, seguimiento y supervisión de los planes de exploración y de desarrollo para la

extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones, publicados en el DOF el 13 de noviembre de 2015, y reformados el 22 de diciembre de 2017.

- Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, las cuales establecen tres objetivos a desarrollar:
 - I. Establecer los elementos técnicos y operativos que definirán la meta, con base en la cual se estructurarán los programas de aprovechamiento de gas natural asociado. Lo anterior, dentro del proceso de aprobación de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos;
 - II. Establecer los procedimientos, requisitos y criterios para la evaluación del cumplimiento de la meta y de los programas de aprovechamiento de gas natural asociado;
 - III. Establecer los procedimientos administrativos para la supervisión del cumplimiento de las metas y programas de aprovechamiento de gas natural asociado, dentro del desarrollo de las actividades de exploración y extracción.

El cual fue publicado en el DOF el 7 de enero de 2016.

- Lineamientos de Perforación de Pozos, que tiene por objeto establecer los requisitos y procedimientos para el otorgamiento y supervisión de las Autorizaciones de Perforación y Terminación de Pozos, los cuales fueron publicados en el DOF el 14 de octubre de 2016, y su última actualización del 28 de noviembre de 2017.
- Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones, respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, publicados en el DOF el 30 de enero de 2017.
- Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, los cuales establecen la regulación aplicable a la cuantificación y certificación de Reservas que llevan a cabo los Operadores Petroleros y Terceros Independientes, respectivamente, mismos que fueron publicados en el DOF el 20 de diciembre de 2017.

5.2 Política energética por parte de la CRE

Tras la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, uno de los puntos relevantes que surgen es la constitución de un órgano administrativo descentralizado de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, que se encargará de resolver las cuestiones derivadas de la interacción entre el sector público y privado producto de dicha reforma, por ello fue creada la Comisión Reguladora de Energía, mediante decreto presidencial publicado en el DOF el 4 de octubre de 1993 y que entró en vigor el 3 de enero de 1994.

Posteriormente, y seguido a la reforma estructural al sector del gas en 1994, el Poder Legislativo aprobó la iniciativa de Ley de la CRE, que convierte a la institución en un órgano descentralizado de SENER con autonomía técnica y operativa y con atribuciones que previamente se encontraban dispersas en SENER, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de

Economía (SE). Ello permitió a la CRE tener la capacidad de implementar el marco regulatorio en los sectores de gas y electricidad.

Adicionalmente, la Comisión cuenta con un equipo de trabajo altamente calificado en las áreas de ingeniería, economía, administración y derecho. Por su parte, la estructura de la organización permite aprovechar de una manera más eficiente sus recursos humanos y financieros. Al interior de la institución existen dos áreas sustantivas, a cargo de las direcciones de electricidad y gas natural, que son responsables de la implementación del marco regulatorio en cada uno de sus respectivos sectores. Dichas direcciones son reforzadas por otras de apoyo que ofrecen respaldo técnico en aspectos legales, de política económica y análisis regulatorio. El trabajo de coordinación corresponde a su vez a la Secretaría Ejecutiva que también tiene a su cargo la administración de la Comisión, a partir de ello, se han promulgado los siguientes acuerdos, resoluciones y disposiciones (Comisión , 2016):

- Resolución por la que la CRE determina las medidas que deberán implementar los suministradores y permisionarios de sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, así como el sistema de alertas para informar oportunamente a sus usuarios sobre la entrega de gas natural fuera de especificaciones, publicada en el DOF el 25 de febrero de 2015.
- DACG que establecen los requisitos para la presentación de las solicitudes para la obtención de permisos de transporte, almacenamiento, distribución, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, expendio al público y gestión de sistemas integrados de gas natural, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
- DACG que establecen los requisitos para la presentación de las solicitudes de permisos de comercialización de gas natural, petrolíferos y petroquímicos, publicadas en el DOF el 9 de junio de 2015.
- DACG aplicables a la prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de hidrocarburos, publicadas en el DOF el 4 de noviembre de 2015.
- DACG, en materia de medición, aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, publicadas en el DOF el 17 de diciembre de 2015.
- DACG, en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, publicadas en el DOF el 13 de enero de 2016.
- DACG, en materia de protección al usuario final de bajo consumo de gas natural, publicadas en el DOF el 15 de febrero de 2016.
- Resolución por la que la CRE expide las DACG aplicables a la comercialización de gas natural, con condiciones de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus filiales y divisiones y cualquier otra persona controlada por dichas personas (RES/997/2015), publicada en el DOF el 15 de febrero de 2016.

- Resolución de la CRE que autoriza al Centro Nacional de Control del Gas Natural la modificación al programa de eventos de temporada abierta del Sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural contenido en el resolutivo primero de la Resolución RES/115/2017 (RES/1215/2017), aprobada el 15 de junio de 2017.
- Acuerdo de la CRE que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano para que se determine bajo condiciones de libre mercado, publicado en el DOF el 16 de junio de 2017.
- Acuerdo de la CRE que autoriza a PEMEX Transformación Industrial a recibir solicitudes y realizar confirmaciones de pedidos de gas natural en comercialización y en venta de primera mano para aquellos casos cuyo primer día de gas sea en julio de 2017 con una anticipación menor a la establecida en el Acuerdo núm. A/030/2017 y en los términos y condiciones de venta de primera mano aprobados mediante la Resolución RES/996/2015 y modificados mediante la Resolución RES/101/2017 (A/031/2017), aprobado el 26 de junio de 2017.
- Acuerdo de la CRE que responde la consulta de PEMEX Transformación Industrial a la continuidad del suministro a las personas que no manifiesten interés en suscribir los modelos de contratos de comercialización o de venta de primera mano, dentro del plazo en que sus contratos de suministro vigentes deben ser sustituidos (A/032/2017), aprobado el 3 de agosto de 2017.
- Acuerdo de la CRE que determina a todo el territorio nacional como Zona Geográfica Única para fines de distribución de gas natural, aprobado el 24 de enero de 2018.

5.3 Política energética por parte de SENER

Tras las adecuaciones al marco jurídico publicadas en el DOF el 11 de agosto de 2014 en la cual se reforman diversos artículos de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, dando origen a la Ley de Hidrocarburos, dando facultad a SENER para realizar diversas actividades en diversos sectores, destacando en materia de Gas Natural, entre las que destacan (DOF, 2014):

- Establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energética, además de fomentar y vigilar un adecuado suministro de combustibles en el territorio nacional.

En julio de 2016, SENER publicó la “Política Pública para la implementación del mercado de gas natural” la cual sienta las bases para crear un mercado de gas natural eficiente y competitivo que promueva las inversiones y la entrada de nuevos participantes, promoviendo el acceso a la información sobre las transacciones diarias de gas natural que realicen los comercializadores, destacando la siguiente política que lo sustenta (SENER, 2021):

- Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural para el periodo 2015-2019, presentado el 14 de octubre de 2015, y revisado y modificado anualmente.

- Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la Ley de Hidrocarburos para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural, publicadas en el DOF el 1 de octubre de 2015.
- DACG que establecen los modelos de los títulos de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural, publicadas en el DOF el 19 de noviembre de 2015.
- DACG mediante las que se determinan los requisitos que deberán incluir las solicitudes de los titulares de una concesión minera que estén interesados en obtener la adjudicación directa de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma, publicadas en el DOF el 9 de diciembre de 2015.
- Política pública para la implementación del mercado de gas natural anunciada el 25 de julio de 2016.
- Mecanismo para implementar la gestión y administración de la capacidad disponible en los ductos de internación por parte del CENAGAS a través de un tablero electrónico, publicado en noviembre de 2017.
- Política Pública en materia de almacenamiento de gas natural, publicada en marzo de 2018.

5.4 Política energética por parte de ASEA

La ASEA nace con el objetivo de establecer los elementos técnicos sobre Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, a las autoridades competentes, para las políticas energética y ambiental del país, así como para la formulación de los programas sectoriales en esas materias. La ASEA, junto con SENER y las diversas dependencias encargadas del sector del gas natural, han desarrollado una serie de estrategias, así como política y normatividad que permitan evaluar el desarrollo y evolución del sector (ASEA, 2017):

- El 13 de mayo de 2016, la ASEA publicó los Lineamientos de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.
- El 23 de junio de 2016, la ASEA publicó las DACG que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural.
- El 9 de diciembre de 2016, la ASEA publicó los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

- DACG que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, publicadas en el DOF el 4 de noviembre de 2016.
- DACG que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra, publicadas en el DOF el 16 de marzo de 2017.
- DACG que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos, publicadas en el DOF el 31 de marzo de 2017.
- El 31 de octubre de 2017, la ASEA publicó la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-ASEA-2017, que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.

5.5 Política energética por parte de la CENAGAS

El CENAGAS tras la reforma constitucional promulgada en 2013, establece un marco normativo y jurídico que propicio un desarrollo y administración más adecuado entorno al gas natural, destacando la siguiente política (CENAGAS, 2016):

- El 25 de noviembre de 2016, el CENAGAS publicó la capacidad disponible por punto de inyección a considerar para el Procedimiento de Temporada Abierta del SISTRANGAS 2016-2017.
- El 26 de diciembre de 2016, el CENAGAS publicó el Cuarto de Datos para el Procedimiento de Temporada Abierta del SISTRANGAS 2016-2017.
- El 30 de diciembre de 2016, el CENAGAS publicó la Calculadora de Desbalance Operativo en el Cuarto de Datos.
- El 8 de marzo de 2017, el CENAGAS liberó capacidad de transporte para el Procedimiento de Temporada Abierta del SISTRANGAS 2016-2017.
- El 10 de marzo de 2017, el CENAGAS realizó el cierre de recepción de Solicitudes para el Procedimiento de Temporada Abierta del SISTRANGAS 2016-2017.
- El 21 de marzo de 2017, el CENAGAS publicó las Betas promedio de las primeras Solicitudes de la Temporada Abierta del SISTRANGAS 2016-2017.
- El 24 de marzo de 2017, el CENAGAS actualizó el documento “Publicación de Betas promedio de solicitudes”, en el que se agrega el promedio de Betas de primeras solicitudes por punto de inyección.

- El 27 de marzo de 2017, el CENAGAS inició la recepción de Solicitudes de Servicio con segunda propuesta del Costo Adicional para el Procedimiento de Temporada Abierta del SISTRANGAS 2016-2017.
- El 4 de abril de 2017, el CENAGAS actualizó el documento “Publicación de Betas promedio de solicitudes” y “Listado de empresas que presentaron solicitudes de Reserva de Capacidad durante el periodo del 28 de noviembre de 2016 al 10 de marzo de 2017”.
- El 4 de abril de 2017, el CENAGAS publicó una Nota informativa en relación con el Costo Unitario Adicional (β).
- El 8 de mayo de 2017, el CENAGAS publicó los Resultados del Procedimiento de Temporada Abierta del SISTRANGAS 2016-2017, entre otras.

Gracias a todo el desarrollo que se presentó en torno a la regulación que requiere el gas natural, se ha fortalecido el sector, ya que, institucionalmente hablando, es el energético que cuentan con la mayor regulación en materia de seguridad y ambiente, garantizando que los medios actuales sobre como se suministra y aprovecha, cumplan con los estándares internacionales, garantizando la salvaguarda de todo el personal, no solo el operativo, sino al usuario final.

6. Proyectos desarrollados en torno al gas natural

El Gas Natural juega un rol muy importante para el futuro económico, social y ambiental en México, es por ello, que el Gobierno debe tener una estrategia en conjunto con actores privados a fin de definir un plan de inversión y potencialización para aprovechar los recursos que existen en el país aportándole el mayor beneficio al país (Medina, 2020).

Por tal motivo, el Gobierno debe pensar en generar alianzas con el sector privado, a fin de compartir el riesgo de operación y sus costos, a fin de dar respuesta al creciente mercado nacional.

Dado que los proyectos de energía son de largo plazo, empresas privadas internacionales y mexicanas ven a México como un mercado atractivo para invertir en materia energética por su abundancia en recursos y la creciente demanda actual y a futuro.

México cuenta con abundantes reservas de gas natural, sin embargo, debido a una caída en su producción en los últimos diez años, el país debe importar el 70% del gas natural que consume de EE.UU. El contraste en la producción entre EE.UU. y México se debe entre otros factores a la actividad empresarial y tecnológica entre ambos países. EE.UU. ofrece uno de los precios más competitivos de gas natural en el mundo; sin embargo, existe la posibilidad de que México pueda competir en precios de gas si eficientiza sus operaciones y crea ventajas competitivas a lo largo de la cadena de valor.

Abrir alternativas para incrementar la producción y comercialización de gas natural, a través de asociaciones con PEMEX y la reanudación de rondas, así como profundizar la cooperación y comunicación entre el gobierno y el sector privado para el desarrollo eficiente de proyectos, abrirán la posibilidad de que México pueda incrementar su producción de gas natural y dejar una derrama económica importante en el país.

De acuerdo con datos reportados por Industrial Info (IIR Energía), México a nivel América Latina, perdió el liderazgo en materia energética, puesto que no hay grandes avances en el desarrollo de infraestructura, remarcando que no hay nuevos proyectos que puedan asegurar una estrategia dentro del mercado energético a corto plazo (Zermeño, 2021).

Al analizar las conclusiones de IIR Energía, se determinó que existen alrededor de mil 807 proyectos por un monto superior a los 106 mil millones de USD que se llevarán a cabo entre 2021 y 2023, de estos, 219 (por un monto de 29 mil millones de USD), están en construcción y mil 122 (que costarán 69 mil millones de USD) arrancarán en 2022.

La principal actividad en materia energética que detonará en la región de América Latina será la extracción de gas natural, puesto que la mayoría de los países pertenecientes a la región, lo utilizarán como materia prima para la generación de electricidad. Debido a esto tanto gobiernos como empresas privadas invertirán miles de millones de dólares en este mercado para cubrir la demanda en el largo plazo.

Haciendo uso de parámetros de inversión en función de la demanda que se tendrá, se estima que Brasil encabece la lista de los países con una inversión de 44.5 mil millones de USD; seguido de Argentina con más de 14 mil millones de USD, Ecuador con 6 mil 900 millones de USD y Colombia con 4 mil 200 millones de USD.

Por otra parte, México se encuentra por debajo de Perú, Guayana, Trinidad y Tobago, colocándolo en la posición número ocho ya que, aunque se estima una inversión de 17.3 mil millones de dólares

en los próximos dos años para la extracción de gas natural, sin embargo, su demanda para ese entonces será mayor.

En referencia a Brasil como caso de éxito, radica en que, al vender gran parte de sus activos como refinerías y ductos, están permitiendo la entrada de capital privado, aumentando la productividad (Zermeño, 2021).

“Brasil está concentrando su estructura de gas natural para el futuro, su objetivo será incrementar las reservas y mantener una producción a mediano plazo de crudo, y en el largo plazo de gas natural, para poder acercar el gas para la generación de electricidad, y uso en los hogares.”

En torno a México, advierte IIR Energía que todo el desarrollo de infraestructura de gas natural dependerá del presupuesto e inversiones que asignen a PEMEX y la certidumbre que pueda otorgar el Gobierno mexicano a la apertura de capital proveniente de la inversión privada.

Dos Bocas es el mayor proyecto del mercado mexicano a cargo de PEMEX, fuera de ello, no hay otro proyecto de alto impacto que genere atención del sector, puesto que no se vuelve atractivo para invertir por privados por la incertidumbre ligada a las restricciones del gobierno actual, así como litigar en algún momento de la vida de cada proyecto.

Pese a este escenario, IIR Energía, señala que el sector privado continúa interesado en invertir en México debido a que la demanda de gas natural está incrementando, todo ello dependerá de la certidumbre que dé el mercado y que no todo esté ligado a la inversión de PEMEX.

A partir del escenario actual y el comportamiento del mercado en el extranjero y en el país, el Gobierno ha establecido un plan quinquenal para el desarrollo de infraestructura que permita fortalecer la infraestructura existente y que se pueda alinear a los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo (PND); el plan nace a partir de la identificación de las necesidades de infraestructura que se requieren para atender la demanda de gas natural del país actuales y a largo plazo, a partir de la conformación de proyectos indicativos de transporte y almacenamiento de gas natural a desarrollarse en los próximos años y que puedan incorporar aquellos proyectos estratégicos y sociales que la SENER determine.

Dicho plan, se ha vuelto un referente para la industria nacional en materia de gas natural, toda vez que ofrece la información necesaria para la toma de decisiones de los usuarios de este energético y para las empresas participantes. Asimismo, brinda certeza de los proyectos y de la dirección del mercado de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, mediante una estructura que contempla el marco jurídico existente, la tendencia de producción, oferta y consumo, así como la estrategia presentada a la CRE y los proyectos del sector público aprobados para dicho plan.

6.1 Proyectos futuros públicos

A partir de datos recopilados por parte de CENAGAS y considerando los objetivos planteados en el Segundo Plan Quinquenal, se presentó para opinión técnica de la CRE la propuesta de Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020 – 2024, con visión a largo plazo. (SENER, 2020).

Dicha Propuesta presentada estuvo conformada por seis áreas o proyectos de alto impacto que fortalecerán la infraestructura existente:

1. Proyecto de integración;
2. Programa de modernización del Sistema Nacional de Gasoductos;
3. Construcción de Estaciones de compresión de Tecolutla y Lerdo;
4. Almacenamiento de gas natural;
5. Suministro Istmo de Tehuantepec y a Chiapas;
6. Suministro a Quintana Roo.

Tras una revisión previa por parte de la CRE, el 27 de marzo de 2020, informó al CENAGAS que mediante el Acuerdo número A/013/2020 aprobó la propuesta del Plan Quinquenal presentada, con lo cual se dio autorización para presentar dichos proyectos a la SENER y evaluar la factibilidad y aprobación final de cada uno de ellos.

La SENER tras la revisión del Segundo Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024 en los términos de la Opinión Técnica que planteó la CRE, remitió un listado de los proyectos que aprobó y presentó la descripción de cada uno, así como sus características más relevantes.

6.1.1. Dulces Nombres

El proyecto Dulces Nombres se localiza en el municipio de Pesquería, Nuevo León, el cual contempla la sustitución e instalación de un equipo de medición en el área de Dulces Nombres dentro de la zona de interconexión del sistema Cd. Mier-Monterrey con el SISTRANGAS, en predios propiedad de CENAGAS y Kinder Morgan. Con estas adecuaciones, el SISTRANGAS podría recibir hasta 200 MMpcd adicionales a la capacidad de medición existente en la Estación de Medición M2.

Adicionalmente, se deberá realizar la interconexión entre el SISTRANGAS y el gasoducto Nueva Era (SENER, 2020).

6.1.2. Leona Vicario

El CENAGAS ha detectado la necesidad de desarrollar un punto de interconexión en las inmediaciones de los Complejo Procesador de Gas (CPG) Cactus, localizado en el municipio de Reforma, Chiapas y Nuevo PEMEX localizado en el municipio de Centro, Tabasco, el cual permitirá la convivencia de las siguientes corrientes:

1. Descarga del CPG Cactus.
2. Descarga del CPG Nuevo PEMEX.
3. Flujo proveniente de importación.
4. Extracción de bombeo neumático de PEMEX.
5. Extracción del gasoducto Nuevo PEMEX – Valladolid.
6. Futura extracción hacia la refinería Dos Bocas.

Conforme a estas necesidades, el proyecto Leona Vicario permitirá la convivencia de flujos de importación y de producción nacional en beneficio del propio sector petrolero y eléctrico nacional, así como de los usuarios de gas natural localizados en la Península de Yucatán (SENER, 2020).

6.1.3. Francisco I. Madero

Este proyecto se desarrollará en dos fases, con lo cual el SISTRANGAS contará con un nuevo punto de inyección asociado a la cuenca de Waha, cuenca que ha reportado los precios de gas natural más bajos del mercado, localizado en el estado de Texas, EE.UU.. La primera fase consiste en la interconexión del proyecto “León Guzmán” en el estado de Durango, con el sistema propiedad de

Fermaca y una capacidad de 200 MMpcd con sentido de flujo hacia la ciudad de Durango para uso de CFE.

A fin de maximizar dicha interconexión, es necesaria la instalación de un cabezal y regulación de flujo en la Estación de Compresión (EC) Chávez, localizada en el municipio de Francisco I. Madero, Coahuila. Esta segunda fase es necesaria para revertir flujo dentro del SISTRANGAS y poder ofrecer una capacidad de 96 MMpcd con punto de recepción en León Guzmán y puntos de entrega en la zona de La Laguna o incluso hasta el área de Saltillo para uso de CFE (SENER, 2020).

6.1.4. Ampliación Montegrande.

Ante el inicio de la operación comercial de la interconexión de Montegrande, localizado en el municipio de Tuxpan, Veracruz y el incremento de la demanda de gas natural presente y futura, el CENAGAS identificó la oportunidad de incrementar la capacidad de inyección de esta interconexión por 1,000 MMpcd adicionales, mediante el desarrollo de un patín de medición, el cual se encargará de medir el flujo entregado a otra estación, necesario al existente en la Estación de Medición, Regulación y Compresión (EMRyC) de la empresa TC Energía, el cual actualmente cuenta con una capacidad operativa de 500 MMpcd para inyección al SISTRANGAS, resultando en una capacidad de 1,500 MMpcd, fomentando el desarrollo del mercado en el sur del país (SENER, 2020).

6.1.5. Estaciones de compresión Tecolutla y Lerdo

Con base en el análisis hidráulico se estima necesaria la instalación de capacidad de compresión adicional en el SISTRANGAS en el gasoducto troncal de 48” para posibilitar el transporte de gas natural proveniente del gasoducto marino (Sur de Texas – Tuxpan) y complementar la oferta nacional en la zonas golfo, sur y sureste del país.

Para ello, se instalarán las EC en los sitios de Tecolutla localizada en el tramo Altamira-Tuxpan y Lerdo localizada en el tramo Veracruz - Minatitlán. El desarrollo de estas EC estará en función de la demanda que se manifieste en la zona del golfo y a la disponibilidad de gas proveniente de las inyecciones nacionales de PEMEX (SENER, 2020).

6.1.6. Gasoducto Jáltipan – Salina Cruz

El proyecto Jáltipan-Salina Cruz llamado también Corredor Interoceánico, es un proyecto que contempla la construcción de 247 km de ducto, el cual considera atender las necesidades del corredor transísmico, así como reforzar la infraestructura actual de transporte de gas natural en esa región.

Adicionalmente, con la celebración del Pacto Oaxaca, el 14 de agosto de 2019 en Santa Lucía, Oaxaca; se detectó la necesidad de garantizar el suministro de gas natural en la zona sur – sureste del territorio nacional en vista de que se tiene contemplada la instalación y puesta en marcha de diversos proyectos que, en conjunto, detonarán el crecimiento económico de esa región (SENER, 2020).

6.1.7. Gasoducto Prosperidad

El CENAGAS ha observado que la demanda de gas natural correspondiente al trayecto Salina Cruz – Tapachula persiste, a partir de la información recopilada de la demanda de gas natural identificada en Chiapas, en promedio, la demanda potencial para el periodo de 2020 a 2033 asciende a 20 MMpcd. Lo anterior sin tomar en cuenta las actividades de generación eléctrica y petroleras.

El CENAGAS ha tenido que formular una propuesta actualizada que permita atender la demanda contenida en la región sur-sureste del país con base en las condiciones prevaletientes en la actualidad,

contemplando la construcción de un ducto de transporte por 355 km con una capacidad de transporte de 40 MMpcd (SENER, 2020).

6.1.8. Almacenamiento operativo en Cavernas Salinas

Este proyecto consiste en un sistema de almacenamiento subterráneo de gas natural en las cavernas salinas subterráneas 207 a 211 lixiviadas localizadas en el municipio de Ixhuatlán del Sureste, Veracruz, en un tiempo de desarrollo estimado de dos años; que deberán encontrarse amparadas con el respectivo permiso para Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural emitido por la CRE, dicho proyecto contempla el almacenar gas en estructuras geológicas naturales, dicho proyecto se localiza a 150 kilómetros de los principales centros de producción de gas natural y otorga flexibilidad operativa y comercial a la producción nacional ante la ocurrencia de algún evento de disrupción inmediata por alguna falla de los CPG del sureste, que inyectan gas natural al SISTRANGAS. La capacidad de entrega al SISTRANGAS podría ser hasta 600 MMpcd (SENER, 2020).

Dicho sistema de almacenamiento contempla cuatro escenarios para el desarrollo del proyecto, bajo el siguiente esquema:

Tabla 38 - Escenarios para proyecto de cavernas salinas.

Escenario	1	2	3	4
Gas de trabajo requerido	3	4	5	10
Cavernas propuestas	208 y 209	207 y 209	207, 208 y 209	207 +
Gas de trabajo disponible	3.0	4.0	5.9	208 +
Gas base requerido	2.7	4.0	5.7	209 +
				210 +
				211

Fuente elaboración propia con datos de SENNER, 2020.

6.2 Proyectos futuros privados

De acuerdo con datos del Consejo Coordinador Empresarial (CCE), se indica claramente la existencia de una creciente emergencia eléctrica por la que atraviesa el país, principalmente en la zona norte donde existe un mayor desarrollo de infraestructura industrial, misma que evidencia la urgencia de invertir en el desarrollo de infraestructura de transporte y almacenamiento de combustibles, destacando el almacenamiento de gas; puesto que el sector eléctrico genera el 60% de la electricidad a partir del uso de gas natural, por lo que se ha vuelto un área de interés por el sector privado para desarrollar instalaciones especializadas, mismas que ha quedado manifiesto al haber en lista de espera para su aprobación al menos 20 proyectos que representan inversiones por 300 mil millones de pesos, que darán asistencia a dicha emergencia, así como la generación de 50 mil empleos directos e indirectos (Hernández, 2021).

Dentro de los proyectos privados a desarrollarse, destacan el desarrollo de dos bases de compresión en el estado de Sinaloa, lo cual podrá dar asistencia no solo al estado en general, sino también a estados vecinos, ya que es una región que cuenta con poco desarrollo de infraestructura,

7. Conclusiones

Como se determinó en la información recopilada anteriormente, de manera general podemos concluir que el gas natural es un recurso indispensable para el desarrollo nacional e internacional, ya que no sólo es materia prima para la industria eléctrica, sino que es considerado el combustible de transición del petróleo, así como sustituto del carbón.

A partir de ello, México en el corto, mediano y largo plazo debe centrarse en generar planes de acción que abarquen todas las áreas de la cadena de valor de este energético para cada región del país, que se centren en sus necesidades, generando un plan maestro de acción, mismo que debe buscar erradicar la desigualdad adquisitiva del mismo.

Como punto de partida debemos de tomar en cuenta la situación actual de la infraestructura existente en el país, misma que ha tornado en la enorme dependencia de las importaciones de este recurso, principalmente de EE.UU., mismo que se ha presentado como efecto de la declinación en la producción de gas en los pozos de producción de hidrocarburos en México y del enorme crecimiento en su demanda en las regiones industrializadas, así como apertura de mercado en regiones sin acceso a infraestructura.

Esto ha generado un gran problema en la seguridad energética del país, teniendo como consecuencia riesgos en el suministro, y almacenamiento, que ha permeado a empresas de generación eléctrica como la paraestatal CFE y a otros sectores productivos que, a su vez, se traslada al usuario final. Revisando el estado actual de la infraestructura existente en México, se puede ver claramente la dependencia del gas de EE.UU., puesto que existen 24 puntos de internación, de los cuales, 15 puntos están instalados en la frontera con el estado de Texas, situación que se ve reflejada por factores como la alta producción de gas en el estado, así como los precios competitivos que ha mostrado en la molécula como en la cuenca de Waha, que ha llegado a precio de mercado en valores negativos.

Sin embargo, la infraestructura existente en relación a estos puntos de internación, marca una diferencia regional de disponibilidad ya que los ductos de transporte existentes se dirigen o construyen a ciudades de alto desarrollo industrial y alto impacto económico para el país, por lo cual, el mercado necesita ser ramificado, ya que esto permitirá tener acceso a los precios competitivos, fomentando una actualización a la infraestructura bajo sus diversos esquemas, así como el almacenamiento en diversos puntos estratégicos.

Para ello, el primer desafío al cual se enfrentará México es tener una política pública más robusta, accesible y de fácil entendimiento, puesto que la política existente no contempla un canal de comunicación entre los tres niveles de gobierno. La política actual es inconsistente al momento de desarrollar un plan estratégico que dé apertura a la inversión, ya que, a nivel federal, las dependencias encargadas tienen un canal de comunicación bidireccional en las fases preoperativas y operativas de cada tipo de proyecto, siendo un canal claro, estable y congruente entre ellos. Sin embargo, tras un análisis de escala a nivel federal, estatal y municipal, se vuelve un tema complejo ya que cada entidad es autónoma al momento de dictar sus políticas de infraestructura, mismas que obedecen a los planes de desarrollo estatal y municipal. Dicho plan se origina a partir de los intereses y experiencias de cada estado y municipio, dando pie a un problema de incongruencias y desfases de entendimiento, puesto que se generan planes y requisitos que salen de los tiempos proyectados. Para una empresa ya sea privada o paraestatal, se dificulta el desarrollo de proyectos en diversos puntos del país, al no tener

de manera general un listado de requisitos, permisos y licencias que deban cumplirse en los tres niveles.

De manera general podemos determinar que la mayoría de los permisos otorgados por la CRE, se centran en las regiones o zonas que generan la mayor derrama económica para el país, ya sea por las empresas productoras del estado o empresas del sector privado que por las funciones que se realizan, requieren de un alto consumo energético, la mayoría de los permisos que se otorgaron para transporte de gas natural se centran en determinar la viabilidad del proyecto, la inversión que representa y las zonas que impactará económicamente, para ello, se desarrolla infraestructura que puede pertenecer a empresas para estatales y salen a licitación por SENER o proyectos por empresas particulares que colocan su propia inversión, así mismo, los permisos de distribución que se encargan de desarrollar la infraestructura desde los ductos de transporte hasta el usuario final se realizan mediante licitación, la cual consiste en que la empresa ganadora del proyecto, debe desarrollar ductos que permitan suministrar gas a zonas industriales o residenciales, dicha licitación implica que una empresa será la encargada de desarrollar los ductos en las ciudades o poblados que contempla el permiso.

Por otra parte, los permisos de comercialización son el puente final que permite concretar la parte comercial de suministro entre el distribuidor y el usuario final mediante un contrato, dichos permisos pueden ser solicitados por cualquier empresa ya sea pública o privada y tienen la función de desarrollar la infraestructura necesaria del ducto de distribución hacia la ubicación del usuario final, donde será colocada la infraestructura necesaria para el aprovechamiento del gas.

Finalmente, los permisos de compresión y descompresión, son otorgados a empresas del sector público o privada, que tenga la intención de suministrar gas natural a empresas o zonas industriales que no tienen acceso a ductos de distribución o transporte, generalmente estos dos permisos van de la mano, ya que la misma empresa se encarga de comprimir el gas y posteriormente llevarlo a la ubicación del cliente y descomprimirlo; dichos permisos evalúan la viabilidad del proyecto, la ubicación de las empresas receptoras, el trayecto que deben realizar para el suministro, la cantidad de gas que se consumirá, etc.

De manera general, los permisos otorgados por la CRE tienen un impacto significativo en el desarrollo del mercado ya que los tiempos de resolución suelen ser 90 días aproximadamente, sin embargo, dependiendo del carácter del permiso pueden prolongarse más debido a la naturaleza del proyecto.

Por otra parte, el tema de la política ambiental es un tema particular, ya que esta depende de los 3 niveles de gobierno y de dependencias externas como Protección Civil (PC), bajo un contexto de autonomía donde cada entidad tiene el carácter de requerir la información que considere pertinente para este tipo de proyectos, en general, la dependencia con el mayor impacto es la ASEA, quien está encargada de la revisión de las Manifestaciones de Impacto Ambiental (MIA) y las Evaluaciones de Riesgo Ambiental (ERA), así como los Programas de Respuesta a Emergencias (PRE) y Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos (ARSH), dichos estudios tienen el carácter de salvaguardar la integridad de las personas y el medio ambiente, mediante escenarios de posibles riesgos, mismos que deben ser mitigados con planes de acción preventivos.

De manera general, la ASEA es quien tiene el carácter prioritario en materia ambiental, sin embargo, a cada nivel los requerimientos ambientales pueden variar, realizando requerimientos particulares, el caso particular de PC, aparte del acuse de recepción por parte de la ASEA, requiere de un estudio

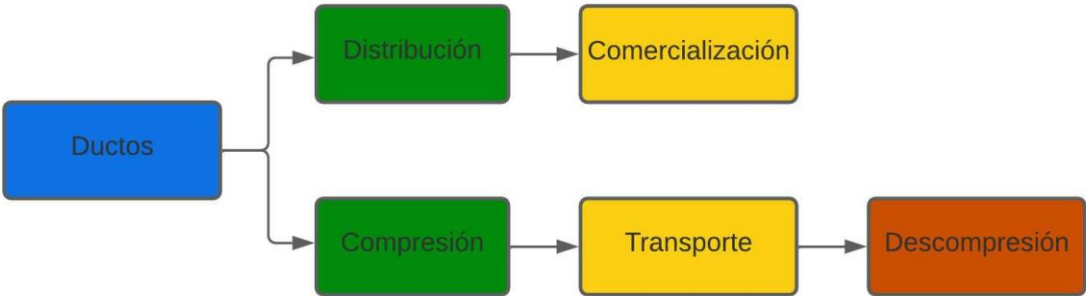
particular que es el estudio de vulnerabilidad y riesgo, el cual contempla aspectos ambientales, sociales, geológicos y fitosanitarios, mismos que darán soporte a la MIA y ERA, adicionalmente a nivel municipal suele pedirse información específica para trámites particulares como la licencia de uso de suelo o la licencia de construcción, sin embargo dicho trámite es particular a cada municipio, por lo que no se puede generar un estándar documental.

En relación a las zonas de producción, vemos claramente dos escenarios, el primero son los puntos de internación, que como bien se mencionó anteriormente, son las zonas en las cuales se introduce el gas natural al país por medio de ductos de transporte, por otra parte, están las zonas de producción, que contemplan 8 zonas en todo el país, de las cuales, 6 se localizan en la zona del Golfo de México donde PEMEX cuenta con infraestructura de producción y extracción, de manera general podemos observar que el tipo de gas que se extrae, es húmedo, lo que indica se requiere infraestructura que permita eliminar las impurezas presentes para su comercialización

Adicionalmente, las zonas productoras localizadas en EE.UU., se encuentran en los estados frontera con México. Como se mencionó anteriormente existen 24 puntos de internación, en su mayoría provenientes del estado de Texas, eso ha favorecido la oferta comercial en México, ya que al contar con diversas cuencas productoras como Waha, Houston Ship Channel, Henry Hub, se tiene una diversidad de precios en el mercado, lo que fomenta el desarrollo de los puntos de internación y el desarrollo de los ductos de transporte.

Haciendo la revisión de la política existente y las modificaciones que se han realizado tras los cambios de gobierno, así como las zonas de producción y de internación de gas natural, se aprecia claramente un incremento en la solicitud y aprobación de permisos a nivel federal otorgados por la CRE, ya que cada dependencia gubernamental se encarga de un punto en particular en el desarrollo de todo proyecto y a su vez, con un canal de comunicación claro, ha favorecido la permanencia y operación de dichos proyectos, a partir de ello, se aprecia claramente un proceso de crecimiento (Ilustración 25)

Ilustración 25 - Esquema de desarrollo de gas natural en México.



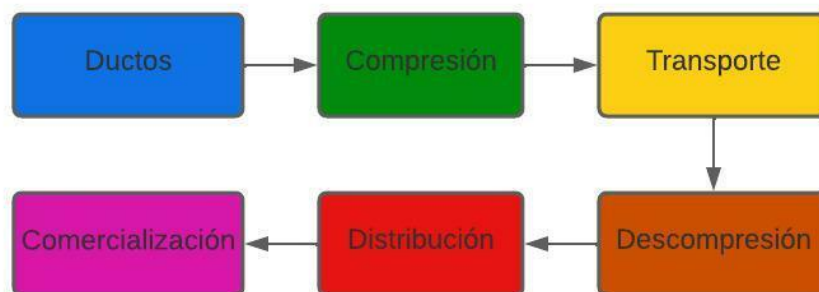
Fuente: Elaboración propia.

Tras el desarrollo de ductos de transporte provenientes de los puntos de internación, se generan dos ramificaciones: distribución y compresión; la primera rama permite desarrollar ductos de distribución en zonas industriales y residenciales, como el caso de la Ciudad de México, que tiene ductos de distribución propiedad de varios distribuidores como Naturgy, el cual permite distribuir no solo a los parques industriales de la ciudad, sino también a las zonas residenciales, ampliando el mercado y sus beneficios, a partir de un permiso de comercialización.

Por otra parte, la segunda rama comienza a partir de estaciones o bases de compresión que se conectan de manera directa a los ductos de transporte, estas estaciones se encargan de comprimir el gas para su posterior transporte, dicha situación se presenta, ya que tras un análisis económico, generar ductos de distribución no es redituable por las distancias y la poca demanda, por ende, es más factible realizar transporte por otros medios como tractocamiones hasta el usuario final y mediante un permiso de descompresión, suministrar gas a los procesos, por lo general, este tipo de operación se realiza con industrias particulares.

Con este análisis se recomienda desde una perspectiva de inversión y desarrollo para proyectos futuros, cambiar un poco el esquema de desarrollo, partiendo de la propuesta marcada en la Ilustración 26.

Ilustración 26 - Propuesta de suministro y desarrollo



Fuente: Elaboración propia.

El cual contempla todas las etapas de la cadena de suministro del gas natural, de manera que en zonas como la región noroeste o sur-sureste (Guerrero, Oaxaca y Chiapas), permitan desarrollar infraestructura en el corto, mediano y largo plazo, a partir de los siguientes escenarios:

1. Sur-Sureste: En el caso particular de los estados del pacífico (Guerrero – Oaxaca), solo se cuenta con un ducto de transporte al sur del estado de Oaxaca, por lo que se propone aplicar el esquema de cadena lineal que permita a partir del ducto que finaliza en Lázaro Cárdenas, los ductos que circulan en Morelos y Puebla o el ducto del sur de Oaxaca, suministrar gas comprimido para fomentar el desarrollo y apertura de mercado, para en un mediano y largo plazo proceder en el desarrollo de ductos de transporte y un posterior desarrollo de ductos de distribución.
2. Sur-Sureste: En el caso de Chiapas está en propuesta el desarrollo de un ducto de transporte interconectado en Salina Cruz que se desarrolle en paralelo a la costa que permita llegar a la frontera con Guatemala, para este caso particular, se propone el análisis preliminar del mercado potencial existente tanto para industrias privadas, como empresas paraestatales de generación eléctrica, que sea la base económica para el desarrollo del ducto de transporte y en un segundo plano, incentivar el desarrollo de ductos de distribución o estaciones de compresión.

3. Para el caso particular de PEMEX es necesario realizar una reestructuración, en un sentido no sólo de producción propia, ya que actualmente cuenta con varios proyectos de extracción y distribución de gas natural; revisando la producción a 2019 (Gráfica 10), México aportaba al consumo interno sólo el 30% de la demanda, por lo cual, el otro 70% debía cubrirlo con importaciones de EE.UU., para ello, PEMEX no solo debe aportar a la producción a partir de pozos o regiones petroleras, sino dar apertura a proyectos de generación de biogás, mismos que pueden ser a partir de basureros o zonas productoras ganaderas, que al implementar la tecnología adecuada para eliminación de ácidos y demás elementos que no cumplen con el estándar marcado por normas nacionales e internacionales, que permitan inyectar dicho gas para comercialización a los ductos de transporte.
4. De manera general se debe procurar el desarrollo de una política que concentre el tema de controles volumétricos de una forma más eficiente, ya que la concordancia entre datos reportados por diversas dependencias suele ser incongruente, por lo que se recomienda el realizar un control mediante reportes periódicos de manera obligatoria en cada punto de la cadena de suministro a fin de que se pueda tener manera de corroborar que lo que se inyecta al país desde los puntos de internación sea el mismo que llega al usuario final, mediante un balance de materia y energía que considere cierto porcentaje de pérdidas por mermas o factores externos, pero que sea coherente y que permita mantener actualizada la plataforma de acceso público (SIE - SENER) de forma periódica.

8. Referencias

Abbott M. The Economics of the Gas Supply Industry [Libro]. - New York : Routledge Publishers, Taylor & Francis Group, 2016.

Alexandri Rafael [y otros] Prospectiva de Gas Natural 2018-2032 [Informe]. - Ciudad de México : SENER, 2018.

ASEA Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente [En línea] // Normatividad ASEA - Leyes, reglamentos, disposiciones, normas oficiales mexicanas. - 4 de Diciembre de 2017. - <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/leyes-y-normas-del-sector>.

Ballard B D Quantitative mineralogy of reservoir rocks using Fourier transform infrared [Publicación periódica] // Society of Crude oil Engineers, Richardson, . - 2007. - págs. 11 - 14.

British Petroleum BP [En línea] // Year in review. - 10 de Febrero de 2021. - <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/year-in-review.html>.

Buchan David The Threat Within: Deregulation and Energy Security [Publicación periódica] // Survival. - 2002. - Vol. 44. - págs. 105 - 115.

CENAGAS Centro Nacional de Control del Gas Natural [En línea] // Marco Normativo del Cenagas. - 15 de Marzo de 2016. - <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/marco-normativo-del-cenagas>.

CENAGAS Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) [En línea]. - 7 de Junio de 2021. - <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/>.

CFE Reporte Anual 2020 [Informe] : Reporte / Finanzas ; Comisión Federal de Electricidad. - Ciudad de México : CFE, 2020. - pág. 610.

Chopra A K, Severson C D y Carhart S R Evaluation of geostatistical techniques for reservoir characterization [Publicación periódica] // Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 1990. - págs. 23 - 26.

Cleveland C. J., Kaufmann R. y Lawrence T. Fundamental principles of energy [En línea]. - 3 de Marzo de 2021. - <http://www.eoearth.org/view/article/152893/>.

CNH Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de Enero de 2019 [En línea] // Comisión Nacional de Hidrocarburos. - Abril de 2019. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/460767/Analisis_de_Reservas_1P_2P_3P_2019._vf-cnh-web.pdf.

CNH Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de Enero de 2020 [En línea] // Comisión Nacional de Hidrocarburos. - Agosto de 2020. - febrero de 2022. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/570071/II.1_Reservas_al_1-ene-2020._vf-VP_web-CNH.pdf.

CNH Comisión Nacional de Hidrocarburos [En línea] // Marco Regulatorio de la CNH. - 1 de agosto de 2021. - <https://www.gob.mx/cnh/articulos/regulacion-emitida-por-la-cnh-83399>.

Comisión Reguladora de Energía [En línea] // Marco normativo. - 11 de julio de 2016. - <https://www.gob.mx/cre/articulos/marco-juridico-aplicable-para-la-comision-reguladora-de-energia>.

CRE Comisión Reguladora de Energía [En línea] // PROYECTOS DE GNL EN MÉXICO. - 11 de Octubre de 2001. - <https://www.cre.gob.mx//documento/739.pdf>.

CRE Comisión Reguladora de Energía [En línea] // Blog. - CRE, 18 de agosto de 2016. - 20 de mayo de 2022. - <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias#:~:text=La%20Ley%20de%20la%20Industria,Limpias%20y%20que%20sirve%20para>.

CRE Registro público del órgano de gobierno [En línea] // Búsqueda de permisos. - 14 de junio de 2021. - <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>.

CRE Registro público del órgano de gobierno [En línea] // Búsqueda de permisos. - 14 de junio de 2021. - <https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html>.

DOF Secretaría de Gobernación [En línea] // DECRETO por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas.. - 11 de Agosto de 2014. - https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014.

ECA Energía Costa Azul [En línea]. - 2005. - <https://www.energiacostaazul.com.mx/>.

EFE Agencia El Comercio [En línea] // Hallan en Cuba un cangrejo fósil del Cretácico en 'excepcional' estado. - 2 de octubre de 2018. - <https://www.elcomercio.com/tendencias/hallan-cuba-cangrejo-fosil-cretacico.html>.

ENAGAS La ruta del gas natural, desde el yacimiento hasta tu hogar [En línea] // ENAGAS. - 2017. - <https://branded.eldiario.es/ruta-gas-natural/>.

Enagás S.A. enagas [En línea]. - 2014. - https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/PlantasRegasificacion/PlantaTLAAltamira.

Energía a debate Energía a debate [En línea] // Unifica la CRE fases II y III del Programa de Cesión de Contratos. - 18 de Septiembre de 2018. - <https://www.energiaadebate.com/blog/3693/>.

ENIX Estudio para determinar elementos clave de la Política Pública de distribución de gas natural [En línea] // Entregable 4. Identificación de elementos clave a considerar en la Política Pública de Suministro de Gas Natural. - 27 de noviembre de 2017. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/330475/Estudio_distribuci_n_GN.pdf.

Esposito Giovanni [y otros] Bio-Methane Potential Tests To Measure The Biogas Production From The Digestion and Co-Digestion of Complex Organic Substrates [Publicación periódica] // The Open Environmental Engineering Journal. - 2012. - Vol. 5. - págs. 1 - 8.

FAO Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura [En línea]. - 28 de Febrero de 2021. - <http://www.fao.org/sdg-progress-report/es/>.

Félix Rosa Estela EL GAS NATURAL LICUADO Y LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO (Seguridad de Suministro e Impacto Ambiental) [Arte]. - Ciudad de México : Universidad Nacional Autónoma de México.

Forbes J.R. Studies in Ancient Technology [Libro]. - Leiden : E.J. Brill, 1964.

García Bello Arturo Deloitte [En línea] // Almacenamiento de gas natural, un tema estratégico para México. - 8 de Octubre de 2019. - <https://www2.deloitte.com/mx/es/pages/dnoticias/articulos/almacenamiento-gas-natural.html>.

García Karol El Economista [En línea] // CNH da aval a adjudicaciones de depósitos de gas grisú. - 18 de Marzo de 2016. - <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/CNH-da-aval-a-adjudicaciones-de-depositos-de-gas-grisu-20160318-0092.html>.

Grupo EVE Agencia Energética del Gobierno Vasco [En línea] // La planta regasificadora. - Septiembre de 2021. - <https://www.eve.eus/Conoce-la-Energia/Multimedia/Infografias/La-planta-regasificadora?lang=es-es>.

Gutierrez Juan Pablo Situación actual y escenario para el desarrollo del biogás en México hacia 2024 y 2030. [Sección de libro]. - Morelia : Red Mexicana de Bioenergía A.C., 2018.

Gutiérrez Juan Pablo Situación actual y escenario para el desarrollo del biogás en México hacia 2024 y 2030. [Sección de libro]. - Morelia : Red Mexicana de Bioenergía A.C., 2018.

Hernández Leticia ¿Se quieren evitar apagones? Hay 20 proyectos privados de infraestructura a la espera de aprobación [En línea] // El Financiero. - 17 de Febrero de 2021. - <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/se-quieren-evitar-apagones-hay-20-proyectos-privados-de-infraestructura-a-la-espera-de-aprobacion/>.

Hidrocarburos Comisión Nacional de Balance de Gas Natural [En línea]. - 14 de Mayo de 2021. - <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>.

Hidrocarburos Comisión Nacional de Diario Oficial de la Federación [En línea] // RESOLUCIÓN CNH.11.001/13 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece los Lineamientos para el análisis y evaluación de los recursos prospectivos y contingentes de la nación y del proceso exploratorio y su seguimiento.. - 5 de Diciembre de 2013. - http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5324529&fecha=05/12/2013.

Hidrocarburos Sistema de Información de Comisión Nacional de Hidrocarburos [En línea]. - 1 de enero de 2020. - https://hidrocarburos.gob.mx/media/3652/reporte_reservas_recursos2020.pdf.

Joaquín Coldwell Pedro [y otros] Secretaría de Energía [En línea] // Prospectiva de Gas Natural 2017 - 2031. - 2017. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284343/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf.

Johnson Arthur H. y Max Michael Exploration and Production of Oceanic Natural Gas Hydrate [Libro]. - Switzerland : Springer, 2019.

Jurásica Cabra Cabra Jurásica [En línea] // Ruta por Cabra Jurásica – Un paseo geológico para viajar al pasado. - abril de 2021. - <https://cabrajurasica.com/ruta-cabra-pueblo/>.

KMS Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V. [En línea]. - 2018. - <http://www.terminalkms.com/nosotros/>.

Maldonado Plascencia Juan Vladimir SEMARNAT [En línea] // Manifestación de Impago Ambiental Particular Modalidad "B". - abril de 2018. - http://104.209.210.233/gobmx/2018/4to_T/A73/d/M-09-DMA0164-07-18-DGGPI.pdf.

Medina Emily El Financiero [En línea] // El futuro del gas en México. - 12 de Septiembre de 2020. - <https://www.elfinanciero.com.mx/opinion/vision-emily-medina/el-futuro-del-gas-en-mexico/>.

Molfino Florencia GOULA [En línea]. - 8 de Septiembre de 2020. - <https://goula.lat/en-2020-los-lideres-de-la-industria-del-maiz-crecen-en-el-extranjero/>.

NFE Pacífico LAP, S. de R.L. de C.V. MICROTERMINAL DE GAS NATURAL EN LA PAZ, BCS [En línea] // ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. - Octubre de 2018. - http://104.209.210.233/gobmx/2019/1er_T/A73/d/E-09-DLA444-10-18-DGGPI.pdf.

PEMEX Informe Anual 2020 [Informe]. - Ciudad de México : PEMEX, 2020.

Petróleo Instituto Mexicano del Curso: Básico de Perforación, reparación y mantenimiento de pozos [En línea] // Instituto Mexicano del Petróleo. - 20 de febrero de 2020. - <https://www.gob.mx/imp/articulos/curso-basico-de-perforacion-reparacion-y-mantenimiento-de-pozos>.

Pradhan Sanjay Kumar India's Quest for Energy Through Oil and Natural Gas [Libro]. - Singapore : Springer, 2020.

Saha Rahul, V.S. Ramgopal y Tiwari Pankaj Effect of mineralogy on the adsorption characteristics of surfactant—Reservoir rock system [Publicación periódica] // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. - 20 de Octubre de 2017. - Vol. 531. - págs. 121 - 132.

SEGOB [En línea] // Reforma Energética - Resumen Ejecutivo. - 2013. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf.

SENER Prontuario Estadístico 2021 [En línea]. - 25 de Abril de 2021. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/626943/Prontuario_marzo_2021__accesibilidad_.pdf.

SENER Secretaría de Energía [En línea] // Presentación de la "Política Pública para la Implementación del Mercado de Gas Natural". - 25 de julio de 2016. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116754/1._Pol_tica_P_blica_MGN.pdf.

SENER Secretaría de Energía [En línea]. - 23 de Septiembre de 2021. - <https://www.gob.mx/sener>.

SENER Secretaría de Energía [En línea] // Plan Quinquenal SISTRANGAS 2020 - 2024. - 5 de Noviembre de 2020. - <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/plan-quinquenal-sistrangas-2020-2024-256590?idiom=es>.

SENER Secretaría de Energía [En línea] // Infraestructura de gas natural en México. - 1 de octubre de 2019. - <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/infraestructura-de-gas-natural-en-mexico>.

SENER Sistema de Información Energética [En línea]. - 31 de Mayo de 2021. - <https://sie.energia.gob.mx/>.

Speight J. G. The Chemistry and Technology of Petroleum [Libro]. - Boca Raton : Taylor & Francis Group, 2014. - Quinta edición.

Speight James G The Biofuels Handbook [Libro]. - Cambridge : The Royal Society of Chemistry, 2011.

Speight James Gas no convencional [Sección de libro] // Natural Gas A Basic Handbook. - Wyoming, USA : ELSEVIER, 2019.

Speight James History and use [Sección de libro] // Natural Gas a Basic Handbook. - Wyoming : Elsevier, 2019.

Speight James Natural gas reservoirs [Sección de libro] // Natural Gas A Basic Handbook. - Wyoming : ELSEVIER, 2019.

Speight James Origin and production [Sección de libro] // Natural Gas A Basic Handbook. - Wyoming, USA : Elsevier, 2019.

Speight James The Chemistry and Technology of Coal [Sección de libro]. - Boca Raton : CRC Press, 2013.

Valdez Rafael A El comercio internacional del gas natural [Publicación periódica] // Perspectivas. - Cochabamba : [s.n.], Enero de 2011. - 27. - págs. 131 - 146.

Zepeda Molina Juan Carlos [y otros] Comisión Nacional de Hidrocarburos [En línea] // El Sector del Gas Natural: Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional. - 2018. - https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/391881/Documento_Tecnico_GasNatural_CN_H2018__1_.pdf.

Zepeda Molina Juan Carlos [y otros] El Sector del Gas Natural: Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional [Informe]. - Ciudad de México : Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018.

Zermeño Rubén Reporte indigo [En línea] // ¿El gas natural es el futuro en el mercado mexicano?. - 9 de septiembre de 2021. - <https://www.reporteindigo.com/reporte/el-gas-natural-es-el-futuro-en-el-mercado-mexicano/>.