



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**La seguridad energética de
México en función de la
importación del gas natural de
Estados Unidos**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Rubén Jesús Pérez Molina

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo Dorantes Sevilla



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado LA SEGURIDAD ENERGETICA DE MEXICO EN FUNCION DE LA IMPORTACION DEL GAS NATURAL DE ESTADOS UNIDOS, que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

RUBEN JESUS PEREZ MOLINA
Número de cuenta: 314052454

Agradecimientos:

A mi madre.

Por tu amor, tu apoyo durante toda mi vida y por ser mi ejemplo a seguir, te admiro, te amo y siempre te voy a estar agradecido por todo.

A mi abuela.

Gracias por siempre estar ahí cuando más te he necesitado, eres mi mayor inspiración, gracias por ser una segunda madre para mí.

A mi familia.

Gracias por su apoyo y cariño. Los llevaré siempre en mi corazón, muchas gracias por todo.

A mis amigos.

Gracias por recorrer este camino conmigo, me llevo los mejores recuerdos conmigo, les estaré eternamente agradecido por haberme dado su amistad y su paciencia, muchas gracias.

Al Ing. Eduardo Dorantes Sevilla.

Gracias por su ayuda, por su paciencia, gracias por compartir sus conocimientos conmigo, sin usted no habría podido realizar este trabajo.

A mis sinodales.

Gracias por sus consejos, sin ellos no habría mejorado este trabajo, ustedes son una parte fundamental del mismo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

Mi alma mater, en tus aulas me forme no solo como profesional, sino como persona, me llevo los mejores recuerdos y experiencias conmigo.

A la Facultad de Ingeniería.

Mi querida facultad, en tus aulas pude formarme como ingeniero, siempre estaré siempre orgulloso de haber sido parte de ti, estaré eternamente agradecido.

Índice

Índice de Tablas:.....	6
Índice de Figuras:	7
Objetivo:.....	10
Introducción:	11
1 Conceptos Básicos del Gas Natural y Generalidades del Mercado de Gas Natural.....	13
1.1 Conceptos Básicos del Gas Natural:.....	13
1.1.1 Composición del gas natural.	13
1.1.2 Clasificación del gas natural.	13
1.1.3 Tipos de yacimientos de gas.....	14
1.2 Generalidades del Mercado de Gas Natural.....	16
1.2.1 Reservas mundiales de gas natural.	16
1.2.2 Producción mundial de gas natural:.....	16
1.2.3 Consumo de gas natural en el mundo.....	17
1.2.4 Almacenamiento de gas natural.....	20
1.2.5 Formas en que se determinan los precios en los mercados de gas natural en el mundo.	21
2 Características del Mercado de Gas Natural en Estados Unidos.	23
2.1.1 Principales cuencas gaseras.	23
2.1.2 Producción de gas natural.....	28
2.1.3 Consumo de Gas Natural.....	31
2.1.4 Almacenamiento de Gas Natural.	35
3 Causas de la Dependencia que tiene México del Gas Natural Estadounidense y algunas acciones que se pueden tomar para revertir esto.	40
3.1 Baja producción de gas natural.	40
3.2 Incrementar la producción de gas natural asociado y no asociado.	42
3.3 Poco volumen de almacenamiento de gas natural.	47
3.4 Aumentar el inventario de almacenamiento de gas natural.	48
3.5 No desarrollar el gas no convencional.....	50
3.6 Hacer más competitivo el gas no convencional.....	50
3.7 México debe diversificar las fuentes de suministro.	55
3.8 Mejorar la infraestructura existente de gas en México.....	56
3.9 Proyectos de infraestructura de gas natural en México.....	60
3.9.1 Gasoducto sur de Texas-Tuxpan:	60
3.9.2 Gasoducto Puerta al Sureste:	61

3.9.3	Gasoducto Energía Mayakan:.....	62
3.9.4	Gasoducto Jáltipan- Salina Cruz (Gasoducto Transístmico):	62
3.9.5	Planta de Licuefacción en Altamira:	63
3.9.6	Planta de GNL Puerto Libertad Sonora (Saguaro Energía LNG):	64
3.9.7	Campo Lakach:	65
3.10	Ejemplos de otros países. En cuanto como distribuyen sus importaciones de gas.....	66
4	Generalidades de la Cadena de valor de Gas Natural en México.	69
4.1	Cadena de valor de gas natural en México.....	69
4.1.1	Exploración.	69
4.1.2	Extracción.	72
4.1.3	Comercialización.....	73
4.1.4	Importación.	73
4.1.5	Procesamiento.....	76
4.1.6	Transporte.	77
4.1.7	Distribución.	78
4.2	Precios del gas natural.	79
4.3	Consumo de gas natural.	80
4.4	Escenarios entorno a la Producción de Gas Natural.....	84
5	Conclusiones y Recomendaciones.	89
	Bibliografía.	93

Índice de Tablas:

Tabla 1-1. Características de las etapas de la transformación orgánica.	14
Tabla 1-2. Tipos de Yacimientos de Gas.	15
Tabla 1-3. Capacidad de almacenamiento de gas natural en TWh al 19 de enero de 2024.	21
Tabla 3-1. Comparación de Reservas de Yacimientos en Aguas Someras y Profundas.	42
Tabla 3-2. Capacidad de Almacenamiento y Regasificación en el País.	48
Tabla 3-3. Costos de Almacenamiento de Gas Natural por tipo de Tecnología. Dólares por Millón de BTU de Gas de Trabajo (USD/MMBTU).	49
Tabla 3-4. Recursos Prospectivos No Convencionales a marzo del 2021.	51
Tabla 3-5. Volúmenes a recuperar.	52
Tabla 3-6. Premisas Técnicas y Económicas.	52
Tabla 3-7. Número de Pozos Considerados y Costos Totales por Proyecto.	53
Tabla 3-8. Importaciones Mexicanas de Gas Natural por Tipo y País.	55
Tabla 3-9. Cobertura de las Principales Zonas de Distribución de Gas en México (Número de usuarios).	57
Tabla 3-10. Diferencia de precios de Importación de Gas Natural entre México y Japón, en el año 2022.	66
Tabla 4-1. Comercialización de Estados Unidos a México.	74
Tabla 4-2. Regiones en las que se divide México y los Estados que las conforman.	79
Tabla 4-3. Coeficientes de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) por Combustible.	83
Tabla 4-4. Premisas Generales de Producción 2018-2032.	84
Tabla 4-5. Premisas Generales de Producción 2018-2032, de los Escenarios Máximo y Mínimo.	85

Índice de Figuras:

Figura 1-1. Clasificación del Gas Natural. (Elaboración Propia). ^{4,6}	13
Figura 1-2. Transformación de la materia orgánica. (Chávez A. 2013). ² Error! Marcador no definido.	
Figura 1-3. Diagrama de P vs T típico de un yacimiento de gas y condensado. (Castro I. 2017). ⁵ ...	15
Figura 1-4. Diagrama de P vs T típico de un yacimiento de gas húmedo. (Castro I. 2017). ⁵	15
Figura 1-5. Diagrama de P vs T típico de un yacimiento de gas seco. (Castro I. 2017). ⁵	15
Figura 1-6. Países con Mayores Reservas de Gas Natural en [MMMMFT3] al año 2022. (Elaboración propia con datos de ENI World Energy Review 2023). ⁴⁰	16
Figura 1-7. Países con Mayor Producción de Gas Natural a 2022. (Fuente: Elaboración propia con datos de Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023). ⁶²	17
Figura 1-8. Países con Mayor Consumo de Gas Natural. (Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023). ⁶²	18
Figura 1-9. Consumo de Gas Natural por Región. (Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023). ⁶²	19
Figura 1-10. Consumo de Energía Primaria por Combustible. (Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023). ⁶²	19
Figura 1-11. Flujos Comerciales (Billones de metros cúbicos). (Fuente: Modificado de BP Statistical Review of World Energy, 2021). ⁴¹	20
Figura 1-12. Precios del gas natural en el Periodo de 2010-2020. Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy 2021). ⁴¹	21
Figura 2-1. Cuencas de Yacimientos no Convencionales en Estados Unidos. (Fuente: EIA, 2014). ^{10,23}	
Figura 2-2. Cuenca Eagle Ford. Fuente: Leading Texas Energy, s.f. ³¹	24
Figura 2-3. Columna estratigráfica de la región de la costa del golfo de Texas. Fuente: Eagle Ford Shale: Oil & Gas Resource Surprises Geologists (geology.com). ³⁰	24
Figura 2-4. Producción de la Cuenca Eagle Ford. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).	24
Figura 2-5. Cuenca Permian. Fuente: energy-cg.com/USA/Permian/permianbasin.html. ¹²	25
Figura 2-6. Columna estratigráfica de las principales unidades de la cuenca del Permian. Fuente: Permian Reef Complex Virtual Field Trip (nmt.edu). ³²	26
Figura 2-7. Producción de la Cuenca Permian. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).	26
Figura 2-8. Cuenca Haynesville. Fuente: EIA, 2011. ¹⁴	27
Figura 2-9. Columna Estratigráfica de la Cuenca Haynesville. Fuente: U.S. Department of Energy, 2009. ⁹	27
Figura 2-10. Producción de la Cuenca Haynesville. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).	27
Figura 2-11. Formación Marcellus. (Fuente: U.S. Department of Energy, 2009). ⁹	28
Figura 2-12. Columna Estratigráfica de la Formación Macellus. Fuente: U.S. Department of Energy, 2009. ⁹	28
Figura 2-13. Producción de la Formación Marcellus. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).	28
Figura 2-14. Producción Anual de Gas Natural de EU por Cuenca. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).	29
Figura 2-15. Número de Pozos Productores de Gas Natural en Estados Unidos. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).....	30

Figura 2-16. Producción de Pozos en E.U. con Respecto a los Gastos de Producción. Fuente: EIA, 2023. ¹⁵	30
Figura 2-17. Distribución de los Gasoductos y la Ubicación de los Principales Hubs en los Estados Unidos. Fuente: Modificado del EIA, 2022. ¹⁷	31
Figura 2-18. Consumo Anual de Gas Natural de EU. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration). ³⁴	32
Figura 2-19. Consumo de Gas Natural por Sector en Millones de Pies Cúbicos y los Estados que más Consumen por Sector. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration). ³⁵ ..	33
Figura 2-20. Generación de electricidad a escala comercial en EE. UU. por Fuente y Participación Total. (Elaboración propia con datos del EIA, 2023). ³⁵	34
Figura 2-21. Consumo de Energía en Estados Unidos por Fuente y Sector. Fuente: Modificado del EIA, 2023. ¹⁹	35
Figura 2-22. Almacenamiento de Gas Natural en Estados Unidos por Región. Fuente: Modificado del EIA, 2023. ²⁷	36
Figura 2-23. Instalación de Almacenamiento de Gas Natural por Tipo en los Estados Unidos. Fuente: Modificado del EIA, 2020. ²⁷	39
Figura 3-1. Número y Tipo de Contratos Adjudicados en las Tres Rondas Petroleras. (Elaboración propia con datos de SENER, 2023). ⁴⁴	40
Figura 3-2. Producción de Gas Natural de Pemex. Fuente: Cámara de Diputados (2023). EN VIVO / Comparecencia del Director General de PEMEX, Ing. Octavio Romero Oropeza. [Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=CPMACyBjXWQ . ⁴⁶	41
Figura 3-3. Reservas de Gas Natural en Aguas Profundas. (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos).	42
Figura 3-4. Reservas de Gas Natural en Aguas Someras. (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos).	42
Figura 3-5. Producción de Gas Natural en México por Régimen (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos). ⁵¹	45
Figura 3-6. Producción y Consumo de Gas Natural de Brasil en el año 2022. (Elaboración propia con datos de BP y Energy Institute). ^{60, 61}	46
Figura 3-7. Importaciones de Gas Natural de Brasil en [MMm3] por País en el año 2022. (Elaboración propia con datos de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles). ⁵⁹	47
Figura 3-8. Producción de Gas Asociado de los Principales Yacimientos en México. (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos). ⁵¹	50
Figura 3-9. Costos Estimados de Producción. (Modificado de CNH, 2022). ⁷⁰	54
Figura 3-10. Pronostico del Precio de Henry Hub hasta 2035. (Elaboración propia con datos de INCORRYS). ⁷¹	55
Figura 3-11. Precios del Gas Natural en México. (Elaboración propia con datos de la Comisión Reguladora de Energía). ⁵⁵	56
Figura 3-12. Zonas Geográficas de Distribución de Gas. (Modificado de CNH, 2018). ⁶	57
Figura 3-13. Volumen de Gas Quemado en México en el Periodo de 2012-2022. (Elaboración propia con datos del Banco Mundial). ⁷⁷	59
Figura 3-14. Localización del Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan. Fuente: TC Energía. ^{84, 85}	61
Figura 3-15. Localización del Gasoducto Puerta al Sureste. Fuente: TC Energía. ^{86, 87}	61
Figura 3-16. Localización del gasoducto Energía Mayakan. Fuente: Energía Mayakan. ⁸⁹	62
Figura 3-17. Localización del Gasoducto Jáltipan- Salina Cruz (Gasoducto Transístmico). Fuente: Proyectos México. ^{91, 92}	63
Figura 3-18. Planta de Licuefacción en Altamira. Fuente: New Fontress Energy. ⁹⁴	64

Figura 3-19. Planta de GNL Puerto Libertad Sonora. Fuente: Mexico Pacific Limited s.f. ⁹⁶	65
Figura 3-20. Ubicación del Campo Lakach. Fuente: CNH, 2022. ¹⁰⁰	66
Figura 3-21. Importaciones de Gas Natural Licuado de Japón en 2022. (Modificado del EIA, 2023). ⁸⁰	67
Figura 3-22. Importaciones de Gas Natural de Alemania durante el año 2023. (Modificado de Bundesnetzagentur, 2023). ⁸³	68
Figura 4-1. Esquema General de la Exploración. Fuente: Elaboración propia.	69
Figura 4-2. Estados de las ARES autorizadas por la CNH a julio de 2021. Fuente: SENER, 2021. ¹⁰⁴ ..	70
Figura 4-3. Mapa de las ARES. Fuente: CNH (s.f.). Mapas ARES. ¹⁰⁵	71
Figura 4-4. Reservas de Gas Natural en México en el Periodo 2010-2023. Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. ⁴⁷	72
Figura 4-5. Estado de los Contratos Petroleros. Fuente: SENER, 2023. ⁴⁴	72
Figura 4-6. Ingresos del Estado dese 2015. Fuente: SENER, 2023. ⁴⁴	73
Figura 4-7. Puntos de Internación de Gas Natural. Fuente: CFE, consultado el 2 de mayo de 2024. ¹⁰⁸	75
Figura 4-8. Importaciones de Gas Natural de México. (Elaboración propia con datos de SENER, 2023). ¹⁰⁹	75
Figura 4-9. Procesamiento del Gas Natural. Fuente: Elaboración propia. ⁶	76
Figura 4-10. Procesamiento del Gas Natural. Fuente: CNH, 2018. ⁶	76
Figura 4-11. Ubicación de los Centros Procesadores de Gas. Fuente: CNH, 2018. ⁶	77
Figura 4-12. Red de Gasoductos en México. (Modificado de SENER, 2023). ¹⁰⁹	78
Figura 4-13. IPGN en el Periodo 2018-2023. (Elaboración propia con datos de la Comisión Reguladora de Energía). ⁵⁵	79
Figura 4-14. Consumo de Gas Natural en el Periodo 2017-2032. (Modificado de SENER, 2018). ¹¹⁰ ..	80
Figura 4-15. Producción de Energía Primaria en México en el año 2022. (Modificado de SENER, 2023). ¹¹²	81
Figura 4-16. Generación de Electricidad en México por Fuente en el año 2022. (Modificado de SENER, 2022). ¹¹²	82
Figura 4-17. Consumo de Energía por Sector. Fuente: SENER, 2023. ¹¹²	84
Figura 4-18. Producción de Gas, en los Escenarios Mínimo y Máximo. Fuente: SENER, 2018. ¹¹⁰ ...	86
Figura 4-19. Producción de Gas por Origen en Millones de Pies Cúbicos por Día del Escenario Máximo en el periodo 2018-2032. Fuente: SENER, 2018. ¹¹⁰	87
Figura 4-20. Producción de Gas por Origen en Millones de Pies Cúbicos por Día del Escenario Mínimo en el periodo 2018-2032. Fuente: SENER, 2018. ¹¹⁹	87
Figura 4-21. Producción de Gas Asociado y No Asociado. (Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía).	88
Figura 5-1. Escenarios Futuros del Gas Natural. (Elaboración propia). ¹⁰⁸	92

Objetivo:

Analizar y realizar un estudio de las principales causa raíz de la dependencia que tiene México al gas natural estadounidense, ya que el 62% del consumo de gas natural en México proviene del extranjero, lo cual vulnera la seguridad energética del país. Además de realizar un diagnóstico de la industria del gas natural en nuestro país, para así poder reflexionar sobre las políticas para el fortalecimiento de la industria energética, por un lado, no aumentar significativamente la producción nacional, además que es necesario diversificar las fuentes de suministro en función de su rentabilidad, accesibilidad, disponibilidad y continuidad del suministro.

Las tendencias mundiales sobre la matriz energética va en función de una mayor utilización de gas natural, principalmente por el uso que le da el sector eléctrico, por lo tanto es necesario que México considere dentro de sus políticas públicas debe impulsar a través de la empresa pública del estado (Pemex incorpore y fortalezca estrategias de exploración y extracción de al gas natural dentro de su cartera de negocios, con la finalidad de reducir la dependencia del gas natural importado y en protección a la seguridad energética de nuestro país, dado que es una de las directrices de la reciente administración.

Esto con el propósito de que se reflexione sobre el rumbo del futuro energético, puesto que el gas natural cada vez es más importante para la economía nacional, por su uso en la generación de electricidad y la importancia que esta tiene para el país.

Introducción:

El gas natural es un combustible que ha tomado gran relevancia en los últimos años, debido a la necesidad de prescindir del carbón debido a sus altas emisiones de gases de efecto invernadero. Como resultado de esta situación muchos países han optado por incrementar su uso en muchos sectores, desde su uso industrial hasta el residencial. Pero su mayor importancia recae en la generación de electricidad. A diferencia del petróleo su extracción es más barata, puesto que no se requiere procesar el gas (a menos que este contaminado, como gran parte del gas que se produce en el sureste mexicano, el cual contiene nitrógeno y requiere ser separado de éste antes de comercializarlo), éste puede ser transportado directamente para ser comercializado, además que este combustible fósil tiene menor impacto ambiental, ya sea en la generación de electricidad en comparación con la quema de carbón y combustóleo o en las emisiones de gases contaminantes en la combustión en comparación con la gasolina.

En este mismo sentido en México su importancia se multiplicó recientemente, buscando reducir el uso del carbón y el combustóleo en las plantas de generación de electricidad, se ha tenido que buscar cómo sustituir estos combustibles. En ese punto es donde el gas natural toma mayor relevancia. En la última década su empleo en la generación de electricidad ha ido incrementando, por lo cual, la demanda que tiene nuestro país del gas natural también ha experimentado un aumento, posicionando a México como el octavo país que más consume gas natural en el mundo.

Por desgracia a la par de ese incremento en la demanda del gas, la producción nacional ha ido en decremento. México históricamente es un país petrolero, ya que la mayoría de sus reservas son de aceite, la producción de gas en su mayoría es asociada al petróleo, por lo que no es de extrañar que en la última década la producción de gas ha ido disminuyendo. Esto se debe a que los principales yacimientos productores se encuentran en etapa de declinación, sumado al hecho de que no se han descubierto otros grandes yacimientos que puedan cambiar esa caída de la producción nacional que ha experimentado el país en los últimos años.

En nuestro país se ha preferido aprovechar la oportunidad del mercado internacional que significa adquirir gas natural estadounidense, ya que esta región de producción tiene los precios más baratos en el mundo. México llegó al punto en el que más del 75% de las importaciones de gas natural provienen de nuestro vecino del norte (SENER, 2024), a esto se le puede sumar que no ha buscado diversificar las fuentes de suministro, lo cual vulnera la seguridad energética del país, ante cualquier eventualidad o circunstancia que interrumpa el suministro de gas, ya que no contamos con el suficiente almacenamiento de gas natural para poder hacer frente a cualquier imprevisto, debido a que no se ha cumplido con lo establecido en la Política de Almacenamiento de Gas Natural.¹²¹

Las decisiones que se llevan tomando están encaminadas a que no solo sigamos dependiendo del gas estadounidense, sino que aumente en los años venideros. En el presente trabajo indago en esas decisiones, en mostrar cuáles han sido las que nos tienen siendo el único país en el mundo que es importador de gas natural y que al mismo tiempo tiene grandes reservas de este hidrocarburo. También mostrar las acciones que se podrían tomar para mitigar esta situación y mejorarla, para en el futuro tener mayor seguridad energética.

En primera instancia referiré las generalidades del gas natural, la clasificación de este, los tipos de yacimientos de gas que hay. Posteriormente mencionaré las generalidades del mercado de gas natural, mencionando los países con las mayores reservas de gas en el mundo, los países con mayor producción, con mayor demanda y mayor almacenamiento de gas natural. Todo eso relacionándolo

con México, con esto se podrá ver como esta nuestro país en el contexto mundial. Considerando la evolución que han tenido los precios spot a lo largo de la última década, para ver cómo se ha comportado el mercado de gas natural. Finalmente, hablar de cómo se determinan los precios spot del gas en las principales regiones del mundo.

En un segundo punto mencionar como es el mercado de gas natural en los Estados Unidos, mencionando sus principales cuencas gaseras, exponiendo datos de su oferta y demanda, el almacenamiento, su producción. Esto con el objetivo de que se tenga una idea general de cómo en ese país se desarrolla esa industria tan competitiva y con eso ver cuáles acciones se pueden implementar en México.

Se mencionará la poca producción de gas natural que tiene el país, tanto la que es por medio de asignaciones y contratos, la falta de desarrollo de los yacimientos no convencionales. También el poco uso que se le da al gas natural en las actividades de extracción y como resultado de ello la alta quema de gas que se da en el país. El escaso inventario de almacenamiento de gas natural, la infraestructura insuficiente de distribución de gas natural en el interior del país. En cada uno de los puntos se presentarán propuestas de mejora en cada línea de acción, también poniendo ejemplos de que se ha hecho en otros países. Todo esto con la intención de invitar a la reflexión acerca de la situación en torno al gas natural en nuestro país, intentando de que se le dé la importancia que requiere este tema, ya que el gas natural será el energético que se sumará a la matriz energética.

En la parte final del trabajo se mencionará como es la situación actual del mercado nacional de gas natural, exponiendo datos de demanda, de la oferta, el almacenamiento y la infraestructura que tiene el país desde gasoductos, Centros de Procesamiento de Gas y de almacenamiento. Por último, mencionar las perspectivas que se tiene para el futuro en cuanto a la producción y la demanda nacional para ver cuáles son los posibles escenarios que se presentarían en un futuro.

1 Conceptos Básicos del Gas Natural y Generalidades del Mercado de Gas Natural.

1.1 Conceptos Básicos del Gas Natural:

1.1.1 Composición del gas natural.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos de origen natural en estado gaseoso, se puede localizar en yacimientos de aceite (como gas asociado), yacimiento de gas natural (en yacimientos tanto convencionales como no convencionales) y yacimientos de carbón. Se compone principalmente de metano, aunque puede tener otros componentes como lo son el etano, propano, butano, etc. También puede tener tazas de otros componentes contaminantes como el ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, y el nitrógeno.^{1,4,6}

1.1.2 Clasificación del gas natural.

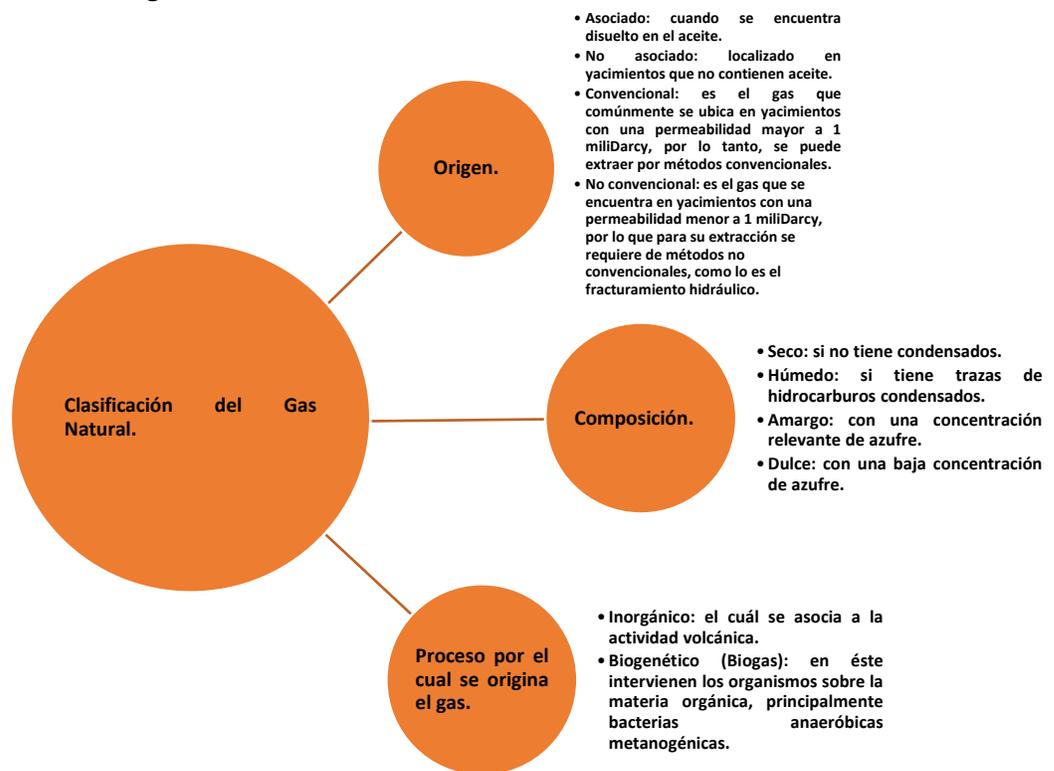


Figura 1-1. Clasificación del Gas Natural. (Elaboración Propia).^{4,6}

La última clasificación dentro del proceso por el cual se origina es el termogénico, en éste la materia orgánica se verá transformada como consecuencia del aumento de la temperatura y la profundidad. En un inicio siendo materia orgánica, pasando a kerógeno, luego hidrocarburo y por último convirtiéndose casi en su totalidad en carbono. En la Figura 1-2 se muestra un esquema de este proceso. Las etapas para estos cambios son:

Tabla 1-1. Características de las etapas de la transformación orgánica.

<p>Diagénesis: Esta etapa inicia el proceso de transformación de la materia orgánica, la profundidad a la que sucede puede ser de unos pocos cientos de metros, incluso llegando hasta miles de metros en algunas ocasiones, en una temperatura de 75 °C aproximadamente. El principal agente que causa la transformación es la actividad microbiana, generando principalmente gas metano, con el aumento en el pH la materia orgánica se va convirtiendo en kerógeno y pequeñas cantidades de bitumen. (Chávez A. 2013).²</p>
<p>Catagénesis: Conforme aumenta la profundidad se generan nuevas condiciones de presión y temperatura, en esta etapa se forman tanto el aceite (zona de aceite) y el gas (zona de gas húmedo). Ocurre en un rango de temperaturas que oscilan aproximadamente entre 50 y 150 °C. Tanto el aceite como el condensado van acompañados de cantidades significativas de gas metano. (B.P. Tissot, D. H. Welte, 1984).³</p>
<p>Metagénesis: Es la última etapa de generación de hidrocarburos, debido a las altas temperaturas superiores a los 150 °C solo se genera gas seco y otros gases como el Nitrógeno (N₂), el dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S). La última etapa se le conoce como metamorfismo, en la que la temperatura es tan alta (superior a los 230 °C) que provoca que el kerógeno se transforme en carbón.³</p>

Nota. Elaboración propia.

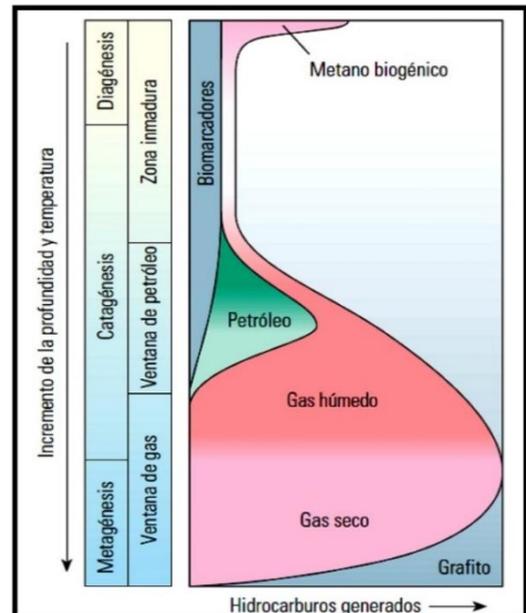
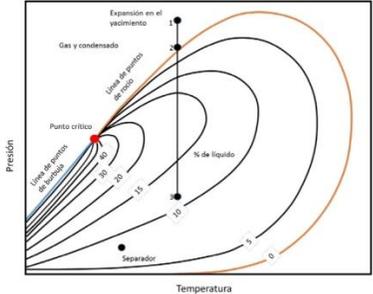
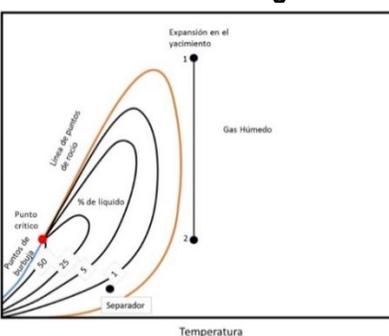
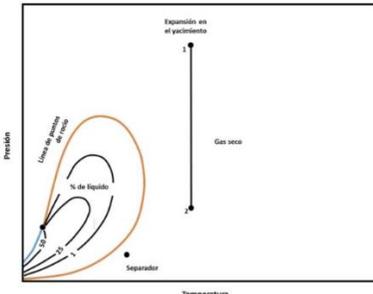


Figura 1-2. Transformación de la materia orgánica. (Chávez A. 2013).²

1.1.3 Tipos de yacimientos de gas.

En general existen tres clasificaciones para los yacimientos de gas natural, dependiendo de sus condiciones, estos pueden ser:

Tabla 1-2. Tipos de Yacimientos de Gas.

Tipos de Yacimientos.	Características.
<p>1.1.3.1 1.1.3.1. Yacimiento de gas y condensado:</p>  <p>Figura 1-3. Diagrama de P vs T típico de un yacimiento de gas y condensado. (Castro I. 2017).⁵</p>	<p>La presión del yacimiento es superior a la presión de rocío, por lo que el fluido se encontrará en estado gaseoso (punto 1), conforme se produce el fluido la presión decae hasta llegar a la presión de rocío (punto 2), se forma una gota de líquido condensado que normalmente no fluye y no puede ser producida. La Figura 1-3 muestra un diagrama presión contra temperatura de un yacimiento de gas y condensado. A partir del punto de rocío, el abatimiento de la presión del yacimiento provocará la formación de una mayor cantidad de condensado, hasta que se llegue a la presión de rocío que indique el fin de la zona de condensación retrógrada. (Castro I. 2017).⁵</p>
<p>1.1.3.2 1.1.3.2. Yacimiento de gas húmedo:</p>  <p>Figura 1-4. Diagrama de P vs T típico de un yacimiento de gas húmedo. (Castro I. 2017).⁵</p>	<p>La temperatura del yacimiento es mayor a la cricondenterma, el gas húmedo se encontrará en el yacimiento durante la explotación de éste, a medida que el gas suba a superficie, la presión y la temperatura disminuirá, lo que genera que entre en la región de dos fases, esto provoca que parte de este gas se condense y forme líquido en superficie. La Figura 1-4 muestra un diagrama presión contra temperatura de un yacimiento de gas húmedo.</p>
<p>1.1.3.3 1.1.3.3. Yacimiento de gas seco:</p>  <p>Figura 1-5. Diagrama de P vs T típico de un yacimiento de gas seco. (Castro I. 2017).⁵</p>	<p>Se encuentra en estado gaseoso en condiciones de yacimiento, está formado principalmente por metano y algunos componentes intermedios, este yacimiento no produce condensados en superficie. La Figura 1-5 muestra un diagrama presión contra temperatura de un yacimiento de gas seco.</p>

Nota. Elaboración propia.

1.2 Generalidades del Mercado de Gas Natural.

1.2.1 Reservas mundiales de gas natural.

La producción de gas natural ha incrementado en los últimos años. La transición a combustibles más limpios obliga que su demanda aumente, tanto para la generación de electricidad como para su uso como combustible para automóviles. Para poder cubrir la creciente demanda se requiere de desarrollos de nuevos campos. Esto se ve reflejado en el aumento en las reservas mundiales de gas natural, pasando de 196.3 [MMMMPC] en 2010 a 206.6 [MMMMPC] en 2022 (ENI, 2023). Destacan regiones como la de medio oriente siendo la que mayores reservas tiene con 81 [MMMMPC] y la comunidad de estados independientes con 66.3 [MMMMPC]. (Figura 1-6).⁴⁰

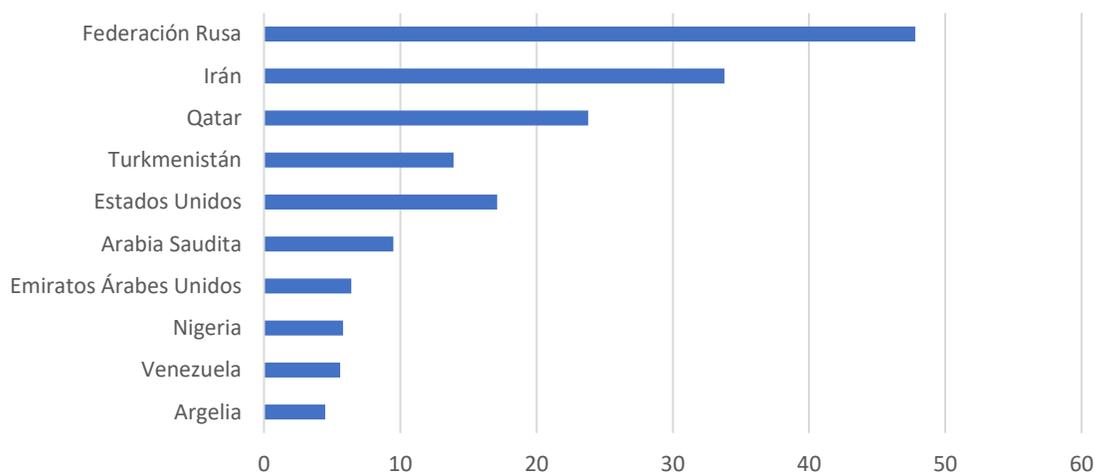


Figura 1-6. Países con Mayores Reservas de Gas Natural en [MMMMFT3] al año 2022. (Elaboración propia con datos de ENI World Energy Review 2023).⁴⁰

De los países con mayores reservas destacan ejemplos como el de Estados Unidos que paso de tener unas reservas de 8.3 billones de metros cúbicos en el año 2010 a unas reservas de 12.6 billones de metros cúbicos en 2020 (BP, 2020), también China que paso de tener unas reservas de 2.7 billones de metros cúbicos en 2010 a unas reservas de 8.4 billones de metros cúbicos en 2020 (BP, 2020), otro caso es el de la Federación de Rusia que paso de tener unas reservas de 34.1 billones de metros cúbicos en 2010 a 37.4 billones de metros cúbicos en 2020 (BP, 2021). El caso de México es opuesto, ya que a diferencia de los países mencionados no ha desarrollado nuevos campos de gas y con ello no solo no puede incorporar nuevas reservas, sino que éstas han estado disminuyendo en la última década. Datos de BP muestran cómo han ido decayendo las reservas, en el año 2010 México tenía unas reservas de 0.4 billones de metros cúbicos, mientras que en el año 2020 se redujeron a 0.2 billones de metros cúbicos en 2020 (BP, 2021).⁴¹

1.2.2 Producción mundial de gas natural:

La producción mundial de gas natural ha experimentado un incremento como resultado del aumento en la demanda, en el periodo de 2012-2022 tuvo una tasa de crecimiento de 1.7%, pasando de 3320.3 [MMMPC] en 2012 a 3941.3 [MMMPC] en 2022 (Energy Institute, 2023). Regiones como Norteamérica, la Comunidad de Estados Independientes y Medio Oriente han aumentado su volumen de producción, destacan los casos de Estados Unidos que entre los años 2009-2019 tuvo una tasa anual de crecimiento de 5.2 %, datos del BP Statistical Review of World Energy 2021,

indican que paso de tener en 2010 una producción de 575.2 billones de metros cúbicos a 914.6 billones de metros cúbicos en 2020. Rusia en la Comunidad de Estados Independientes es el país que más destaca por su volumen de producción, teniendo una tasa de crecimiento anual del 2.4% entre los años 2009-2019, teniendo una producción de 21.54 billones de metros cúbicos en el año 2010 y en 2020 una producción de 22.99 billones de metros cúbicos. En medio oriente está el caso de Irán que paso de tener una producción de 5.18 billones de metros cúbicos en 2010 a 9.03 billones de metros cúbicos en 2020, teniendo una tasa de crecimiento anual entre 2009-2019 del 5.9%. Los países con mayor producción de gas natural se muestran en la Figura 1-7.^{41, 61, 62}

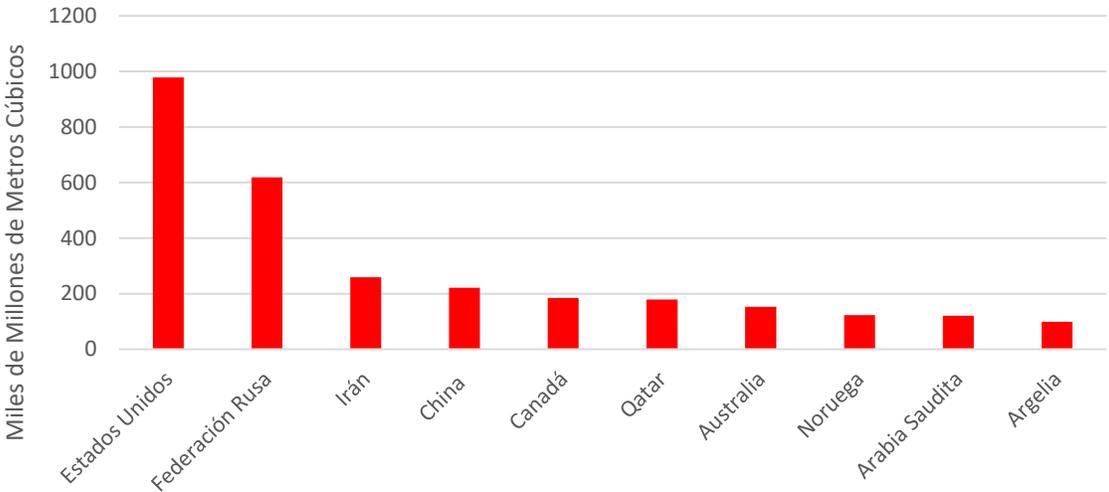


Figura 1-7. Países con Mayor Producción de Gas Natural a 2022. (Fuente: Elaboración propia con datos de Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023).⁶²

1.2.3 Consumo de gas natural en el mundo.

A lo largo de los últimos años el gas natural ha experimentado un aumento en su demanda, esto obedece a los cambios que los países intentan hacer en cuanto al consumo de energía, buscando no solo fuentes más limpias, sino también rentables en el mediano y largo plazo. El intento de desplazar el uso del carbón para la generación de electricidad ha provocado que el gas natural se posicione como el combustible que lo puede sustituir, la Figura 1-8 muestra los mayores consumidores de gas natural en el mundo en el año 2023.⁶²

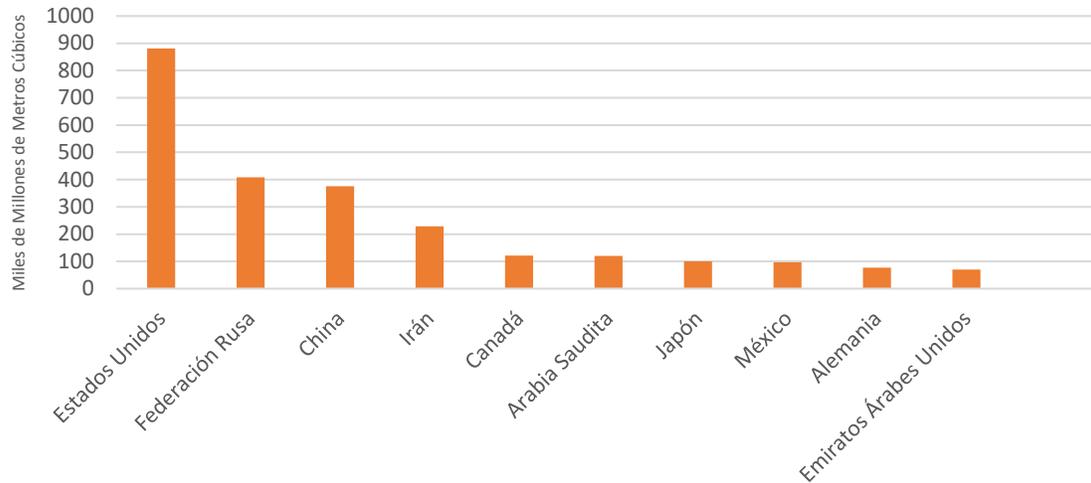


Figura 1-8. Países con Mayor Consumo de Gas Natural. (Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023).⁶²

Regiones como Asia Pacífico y Norteamérica destacan por ser las que más gas natural consumen en el mundo. China siendo uno de los principales consumidores de la región Asia pacífico, además de ser el país más dinámico en esta zona con un crecimiento del 9.6% en el periodo de 2012-2022. Esta zona experimento un crecimiento en el consumo de gas natural del 3.2% en el mismo periodo. Dentro de Norteamérica, los Estados Unidos, que es el mayor consumidor de gas natural en el mundo, representando alrededor del 22% del consumo global. Además de México que ha incrementado su consumo, como resultado de la sustitución del uso del carbón en la generación de electricidad, optando por usar plantas de ciclo combinado, haciendo de este combustible vital para la seguridad energética nacional. Son los que más aumentaron su consumo teniendo incrementos del 2.5% y del 2.7% respectivamente en el periodo de 2012-2022, Norteamérica tuvo un crecimiento del 2.5% en el consumo del gas natural en el mismo periodo de tiempo.⁶²

Dentro de la región de Sur y Centro América, los principales consumidores que son Argentina y Brasil. Países como Colombia y Perú aumentaron su consumo con tasas del 3.5% y del 3.4% en el periodo de 2012-2022. Europa es la región que más ha disminuido su consumo de gas natural en el mundo con un -1.3%, esto debido a los altos precios por la crisis energética que han experimentado, provocando que sectores como el residencial y el industrial no demandarán más gas.⁶²

La Comunidad de Estados Independientes tuvo un ligero incremento en su consumo con 0.2% en el periodo de 2012-2022, como consecuencia del aumento del consumo de países como Kazajistán con un incremento de 7.3% y de la Turkmenistán con el 5% en el mismo periodo de tiempo. Medio Oriente tuvo un incremento en su consumo de gas natural del 3.2%, mientras que África experimento un crecimiento en su consumo del 3.5%. La Figura 1-9 muestra el consumo de gas natural por región en el año 2023.⁶²

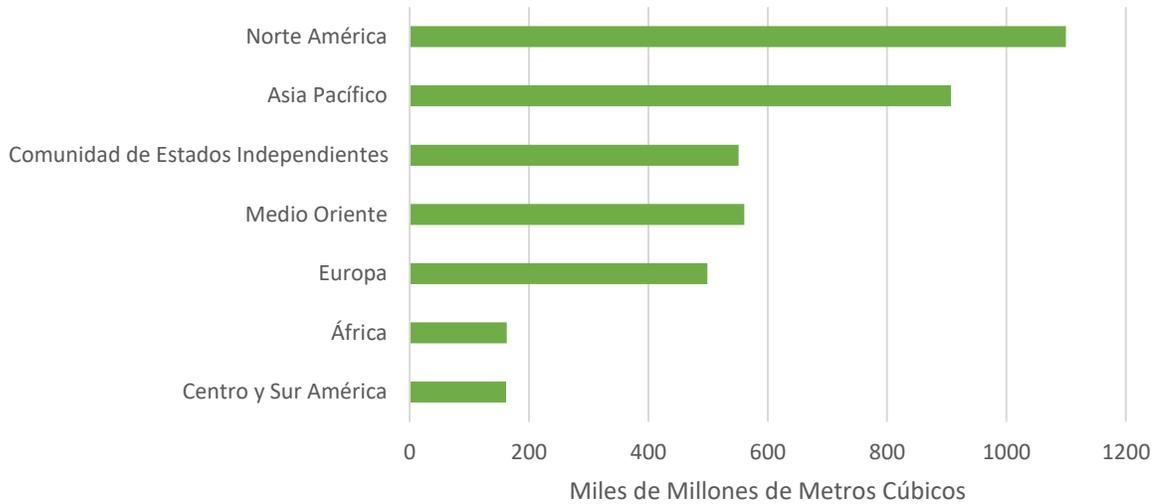


Figura 1-9. Consumo de Gas Natural por Región. (Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023).⁶²

Dentro del consumo de energía primaria países como China y los Estados Unidos son los que más energía primaria consumen en el mundo. En cuanto al consumo del gas natural para generar energía primaria, representa el 23% del total en el mundo, estando por detrás del petróleo y el carbón. Aunque el gas natural tuvo una caída en su consumo en el año 2022 con respecto al año 2021, pasando de 146.41 [EJ] a 141.89 [EJ], esto se entiende al ver que el consumo en Europa disminuyó, pasando de 20.63 [EJ] a 17.96 [EJ]. A pesar de esto la relevancia que está teniendo el gas natural en el mundo es grande, además con la transición energética que se está experimentando, la importancia del gas aumentará aun más, la Figura 1-10 muestra el consumo de energía primaria por combustible.⁶²

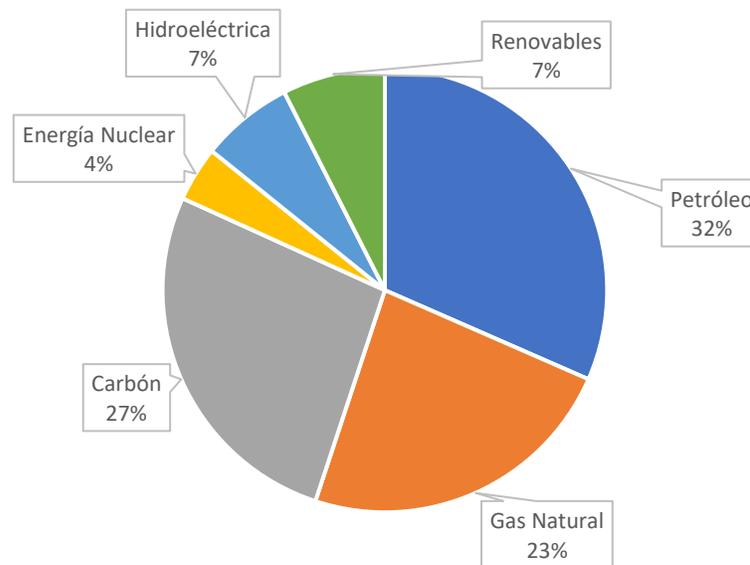


Figura 1-10. Consumo de Energía Primaria por Combustible. (Fuente: Elaboración propia con datos del Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023).⁶²

Esto muestra que el gas natural tiene una gran relevancia mundial, lo podemos ver también en los intercambios que hay tanto por gasoducto o por barcos que lo llevan como gas natural licuado. En la Figura 1-11 se muestran estos intercambios. La región de Asia Pacífico es la que destaca en la demanda del gas natural licuado, proveniente de Medio Oriente, Norteamérica, Australia. En cuanto al transporte por gasoductos, Europa es la región que más destaca, con sus exportaciones provenientes de Rusia, Noruega, Libia y Argelia. El caso de México es particular ya que la gran mayoría de sus importaciones de gas natural son por medio de gasoductos y únicamente provenientes de los Estados Unidos, mientras que las importaciones de gas natural licuado son casi mínimas, aun cuando tiene salida a los océanos pacífico y atlántico.

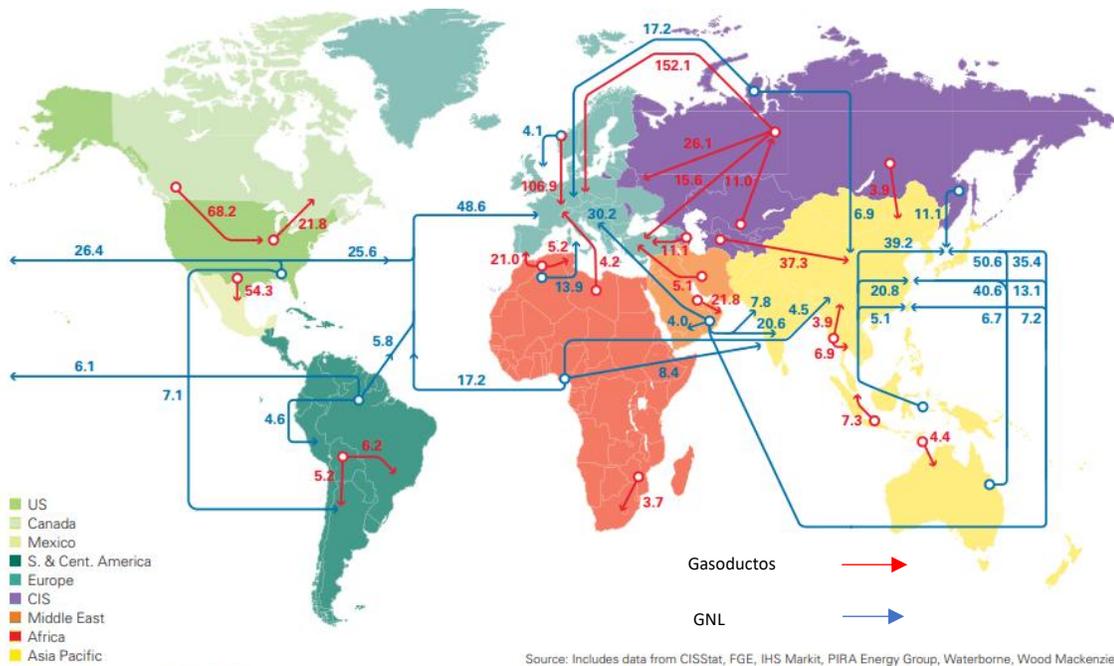


Figura 1-11. Flujos Comerciales (Billones de metros cúbicos). (Fuente: Modificado de BP Statistical Review of World Energy, 2021).⁴¹

1.2.4 Almacenamiento de gas natural.

El contar con altos volúmenes de almacenamiento de gas natural es de gran importancia para la seguridad energética de cualquier país. Los años recientes muestran los riesgos no solo relacionados a la oferta y la demanda de este energético, sino también los geopolíticos. Derivado del conflicto entre Rusia y Ucrania muchos países europeos se vieron afectados con el suministro de gas natural, lo cual obligo a que en Europa buscaran otros países de los cuales poder asegurar el suministro de gas para poder aumentar su volumen almacenado y con ello cubrir su demanda. Países como Austria, Francia, Países Bajos y Alemania cuentan con capacidad de almacenamiento superior a los 60 días, mientras que en nuestro país solo se cuenta con una capacidad de 2.4 días.

A diferencia de otros países que almacenan el gas natural ya sea en yacimientos agotados, domos salinos o en acuíferos confinados, México solo tiene capacidad para almacenar el gas natural en tanques de gas natural licuado, lo cual ocasiona que el volumen que se pueda almacenar sea más reducido y caro a diferencia de las otras formas de almacenamiento. La Tabla 1-3 muestra los datos de almacenamiento de México con respecto a algunos países europeos.⁴²

Tabla 1-3. Capacidad de almacenamiento de gas natural en TWh al 19 de enero de 2024.

País	Capacidad de Almacenamiento (TWh)	Consumo Promedio Diario (TWh)	Días de Almacenamiento
Austria	85.04	0.24	354.05
Países Bajos	103.02	0.85	121.20
Alemania	211.22	2.44	86.57
Francia	92.32	1.20	76.93
Italia	142.96	2.06	69.40
México	6.1	2.5	2.4

Nota. Modificado de IMCO con datos de Aggregated Gas Storage Inventory.^{38, 42}

1.2.5 Formas en que se determinan los precios en los mercados de gas natural en el mundo.

Como ya se ha expuesto en este trabajo la demanda del gas natural ha aumentado en los últimos años, con ello los intercambios de éste, ya sea por gasoductos o transportado como gas natural licuado. También la oferta ha aumentado, esto provoca que el precio no se incremente, aunque ha experimentado cierta volatilidad, muestra una tendencia a la baja. Esto se puede ver en los precios marcadores de las principales regiones (Figura 1-12) como el Henry Hub en Estados Unidos principal marcador en Norteamérica, el Índice TTF de Países Bajos principal marcador en Europa y el Japan CIF GNL y Japón Corea Marcador (JCM) marcadores en Asia-Pacífico.

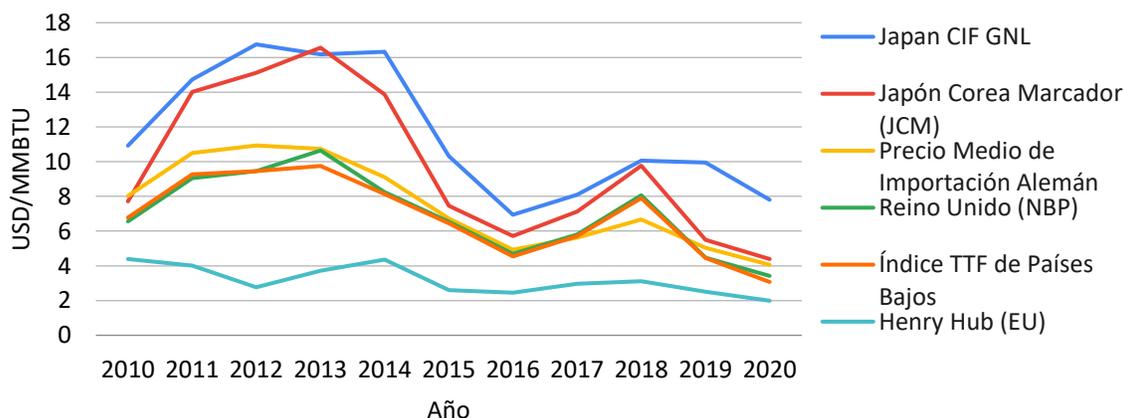


Figura 1-12. Precios del gas natural en el Periodo de 2010-2020. Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy 2021.⁴¹

Dentro del mercado mundial de gas natural se pueden identificar tres regiones importantes, las cuales son Norteamérica, Europa y Asia-Pacífico. En cada una de ellas se tienen características propias de oferta y demanda, también, en cuanto a los mecanismos para formular los precios del gas. Estos mecanismos se pueden dividir en cuatro grupos principales:

-Grupo 1: En este grupo el precio del gas se establece por medio de la oferta y la demanda. Se incluyen regiones como América del Norte, Reino Unido y el noreste de Europa. Esta última región ha experimentado cambios desde principios de la década del 2010, pasando de tener precios relacionados a los productos derivados del petróleo a tener precios alineados a la oferta y la demanda. Esto fue resultado de cambios en las regulaciones, al apoyo gubernamental, a la mayor infraestructura, a contratos estandarizados y a la liberalización del mercado.³⁹

Se distingue por la competencia entre los compradores y vendedores, además de que los gobiernos no tienen gran intervención en el mercado. El gas se comercializa en bolsas abiertas (como la NYMEX en E.U.), existen precios de referencia o hubs (como el Henry Hub en Norteamérica) establecidos donde la información de los precios está disponible y se actualiza regularmente (GNL GLOBAL, 2020).³⁹

-Grupo 2: Aquí el gas se cotiza en relación con otras energías o combustibles, como son los productos de petróleo, el carbón e incluso la electricidad. Se vinculan por una fórmula en los contratos a largo plazo. Los mercados que utilizan este tipo de modelo son: Europa Central y Meridional, Sudáfrica y en menor grado el sudeste asiático. Al vincular el precio del gas con productos del petróleo como el diésel o el queroseno ocasiona que el gas se venda con un descuento en relación con los derivados del petróleo, sobre una base de energía equivalente.³⁹

-Grupo 3: Los precios del gas están vinculados al petróleo, el mercado de gas natural licuado del norte de Asia maneja el precio de esta forma. Países como Corea del sur, Taiwán, mercados emergentes del gas natural licuado como China y la India usan el modelo que estableció Japón. El cual consiste en establecer un precio mínimo para evitar que los vendedores del gas tengan pérdidas y para que los consumidores no se ven afectados por un incremento del precio del gas natural licuado se establece un precio máximo, todo esto para darle estabilidad al mercado ante la volatilidad del precio del petróleo.³⁹

-Grupo 4: Mercados regulados, en éstos el estado tiene gran control sobre la infraestructura del gas, ya sea directamente o por medio de una o varias empresas nacionales. El sector privado tiene poca participación tanto en la venta como en el precio del gas, el estado gestiona las diferencias en los precios de suministro y subsidia los mismos. Este grupo incluye la región de medio oriente, Rusia e incluso China ya que en este país el estado a través de sus compañías es el dueño de la infraestructura y establece las fórmulas para determinar los precios del gas.³⁹

2 Características del Mercado de Gas Natural en Estados Unidos.

La explotación de gas natural proveniente de yacimientos no convencionales ha causado que la producción de los Estados Unidos se incremente en los últimos años, pasando de 25,636,257 millones de pies cúbicos en 2008 a 43,802,269 millones de pies cúbicos en el año 2022 (EIA, 2024). La Figura 2-1 muestra las ubicaciones de los principales yacimientos no convencionales en los Estados Unidos.¹¹

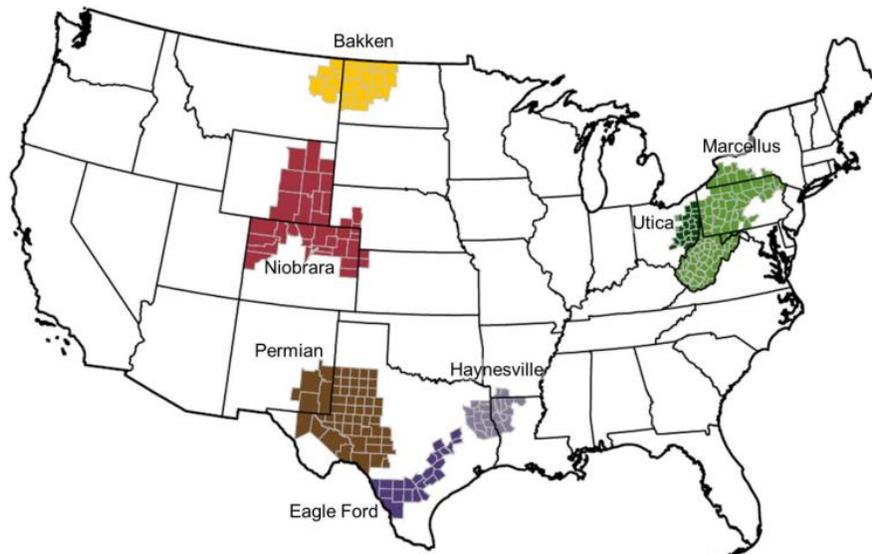


Figura 2-1. Cuencas de Yacimientos no Convencionales en Estados Unidos. (Fuente: EIA, 2014).¹⁰

2.1.1 Principales cuencas gaseras.

2.1.1.1 Cuenca Eagle Ford.

Es una formación productora de hidrocarburos de enorme relevancia para los Estados Unidos dada su gran capacidad para producir tanto gas natural como petróleo. La cantidad de pozos productores de gas natural son de 8501 al 1 de junio de 2023 (Leading Texas Energy). Las reservas estimadas 1P, 2P y 3P fueron de 19.1, 31.2 y 47.3 [MMMMFT3] (Xinglai Gong, Yao Tian, Duane A, Walter B, 2013). La principal formación productora es Eagle Ford de la cual la cuenca toma su nombre, se extiende a lo largo de Texas, desde la frontera con México hasta el este de dicho estado (Figura 2-2). Con un aproximado de 50 millas de ancho (80.5 kilómetros) y 400 millas de largo (643.6 kilómetros) con un espesor promedio de 250 pies (76.20 metros). (Leading Texas Energy, s.f.).^{31, 126}

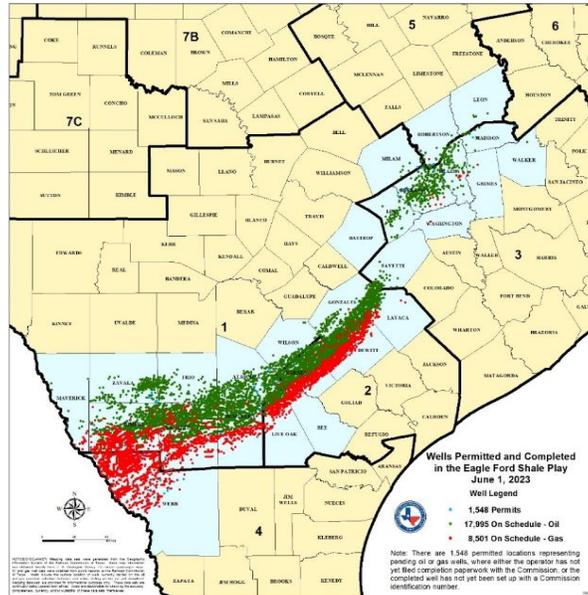


Figura 2-2. Cuenca Eagle Ford. Fuente: Leading Texas Energy, s.f.³¹

La formación Eagle Ford es del Cretácico Superior, compuesta por lutitas calcáreas, con una composición mineralógica con rangos de: 5% a 20% de Cuarzo, 15% a 25% de Arcilla y 65% a 80% de Carbonato. La porosidad oscila entre 8%-12%, la madurez térmica varía entre 0.45%-1.4%, los grados API varían entre 28° y 62° y el contenido de carbono orgánico total entre 2% y 12%. La Figura 2-3 muestra la columna estratigráfica de la cuenca de Eagle Ford.⁸

Figura 2-3. Columna estratigráfica de la región de la costa del golfo de Texas. Fuente: Eagle Ford Shale: Oil & Gas Resource Surprises Geologists (geology.com).³⁰

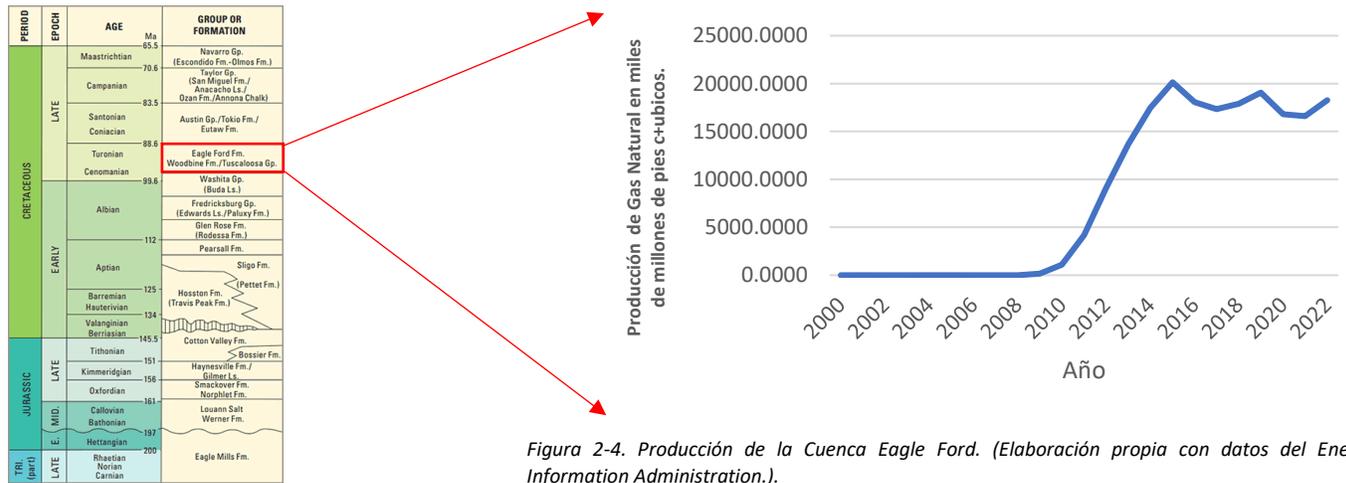


Figura 2-4. Producción de la Cuenca Eagle Ford. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration.).

2.1.1.2 Cuenca Permian.

La cuenca Permian está ubicada al oeste del estado de Texas y el sureste del estado de Nuevo México (Figura 2-5) lleva más de 100 años produciendo tanto aceite como gas natural, hasta el año 2020 la cuenca ha producido 35.6 mil millones de barriles de petróleo y 125 billones de pies cúbicos de gas natural, con la implementación de nuevas tecnologías como lo es la perforación horizontal y

el fracturamiento hidráulico, no solo se ha podido revertir su declinación sino que supero su pico de producción alcanzado en la década de 1970. Esto se puede ver en el aumento de pozos horizontales que aumentaron de 350 en 2010 a 4524 en 2021 (EIA, 2022).^{28,29}

La cuenca representa alrededor del 40% de la producción de petróleo de Estados Unidos y poco más del 15% de la producción de gas natural, lo cual la convierte en una de las cuencas más importantes de ese país. La EIA estimo que a partir de 2018 las reservas probadas de la cuenca son de 11 mil millones de barriles de petróleo y 46 billones de pies cúbicos de gas (EIA, 2020).^{28,29}



Figura 2-5. Cuenca Permian. Fuente: energy-cg.com/USA/Permian/permianbasin.html.¹²

Las formaciones productoras más importantes de la cuenca Permian son:

- Formación Wolfcamp: Es una formación de edad Wolfcampian (Pérmica) con gran acumulación de tight oil (aceite en rocas compactadas) y shale gas (gas en lutitas), se extiende a lo largo de las tres subcuenas principales de la cuenca Permian (Cuenca de Delaware, Cuenca Midland y Plataforma de la Cuenca Central). Está dividida en cuatro secciones Wolfcamp A, B, C y D. Las secciones A y B son las más perforadas, mientras que las secciones C y D son productoras de gas natural.

La formación consta de intervalos de carbonatos arcillosos y lutitas ricas en materia orgánica, la porosidad de la formación varía entre 2% y 12%, tiene un promedio de 6%, la permeabilidad es baja alrededor de 10 [Md], lo que obliga a hacer uso de técnicas de producción no convencionales como el fracturamiento hidráulico. El contenido de carbono orgánico total varía entre 2% y 8%.^{28,29}

- Formación Bone Spring: Es una formación de la época leonardian (Pérmico Medio) en la cuenca Delaware se extiende tanto en Nuevo México y parte del oeste de Texas. Es una sucesión de depósitos marinos calcáreos, siliciclásticos y carbonosos, con una gran producción de petróleo, condensado y gas seco. El Servicio Geológico de los Estados Unidos estimó recursos prospectivos de 14 [MMMMBP], 32 [MMMMPCG] y 2.3 [MMMMBGNL] (gas natural líquido).^{28,29}

El contenido de carbono orgánico total oscila entre 0.99% y 4.17%, la porosidad varía entre 1% y 4%, con permeabilidades muy bajas, por lo cual es necesario producir con fracturamiento hidráulico.

- Delaware Mountain Group: El Grupo Montañoso Delaware está compuesta por limolitas ricas en materia orgánica y areniscas de grano fino, depositado durante el pérmico temprano (Guadalupian). Está conformado por las formaciones Bell Canyon, Cherry Canyon y Brushy Canyon. Las facies ricas en contenido de carbono orgánico total oscilan entre 2% y 4%. Las facies pobres tienen un promedio de 0.5%. La Figura 2-6 muestra la columna estratigráfica de las principales unidades de la Cuenca Permian.²⁸

Figura 2-6. Columna estratigráfica de las principales unidades de la cuenca del Permian. Fuente: Permian Reef Complex Virtual Field Trip (nmt.edu).³²

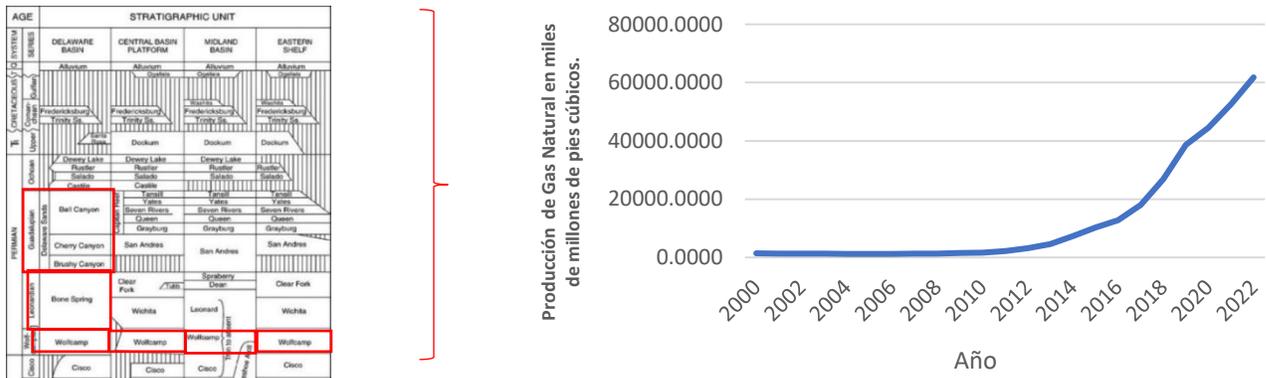


Figura 2-7. Producción de la Cuenca Permian. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).

2.1.1.3 Cuenca Haynesville.

La cuenca Haynesville también conocida como Haynesville/Bossier es una cuenca de shale gas (gas en lutitas) ubicada en el norte de Luisiana y el este de Texas (Figura 2-8), con profundidades que varían entre 10,500 [ft] a 13,500 [ft]. La cuenca Haynesville cubre un área de 9000 millas cuadradas con un espesor de entre 200 a 300 pies.¹⁴



Figura 2-8. Cuenca Haynesville. Fuente: EIA, 2011.¹⁴

Haynesville es la formación más importante de esta cuenca, es una formación de lutitas del Jurásico Superior kimmeridgiano, delimitada en la parte superior por Grupo Cotton Valley (areniscas) y en la parte inferior por la formación Smackover (piedra caliza), (Figura 2-9). Tiene un contenido de carbono orgánico total que varía entre 0.5% y 4%, una porosidad total entre 8% y 9%, una permeabilidad de 0.1 [mD]. Se estimó un volumen de gas original en sitio de 717 trillones de pies cúbicos, con un volumen técnicamente recuperable de 251 trillones de pies cúbicos. Tiene alrededor de 1917 pozos en producción solo en el estado de Texas, lo que la hace una de las cuencas productoras de gas más importantes en los Estados Unidos.¹⁴

Figura 2-9. Columna Estratigráfica de la Cuenca Haynesville. Fuente: U.S. Department of Energy, 2009.⁹

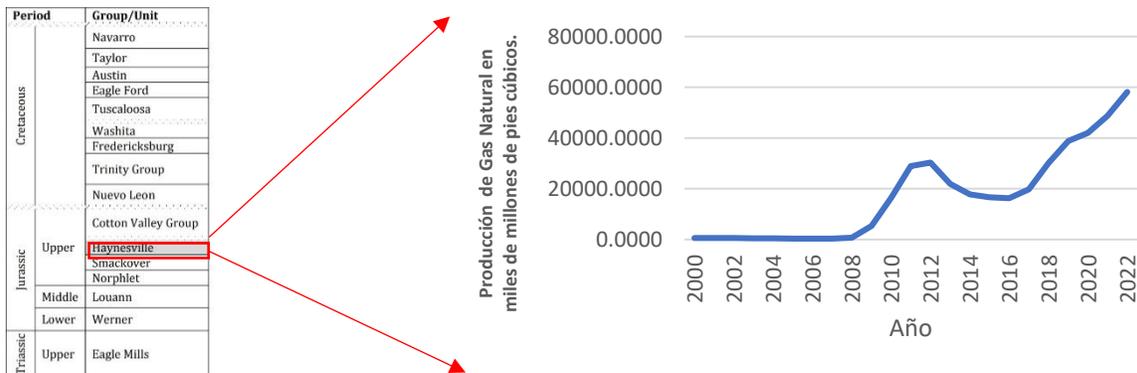


Figura 2-10. Producción de la Cuenca Haynesville. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).

2.1.1.4 Formación Marcellus.

La formación Marcellus es una formación del Devónico Medio rica en materia orgánica, se extiende por los estados de Nueva York en el norte, Virginia Occidental, Ohio y Pensilvania (Figura 2-11). Es la formación productora de gas natural más importante de la cuenca de los Apalaches. Cubre un

área de aproximadamente 9,5000 millas cuadradas. La EIA estimo en el año 2015 una reserva probada de 77.2 trillones de pies cúbicos (EIA, 2017). El total de pozos productores se estima en 105,494 pozos desde el año 1970 hasta el año 2021 (Mineral Answers, s.f.).¹³

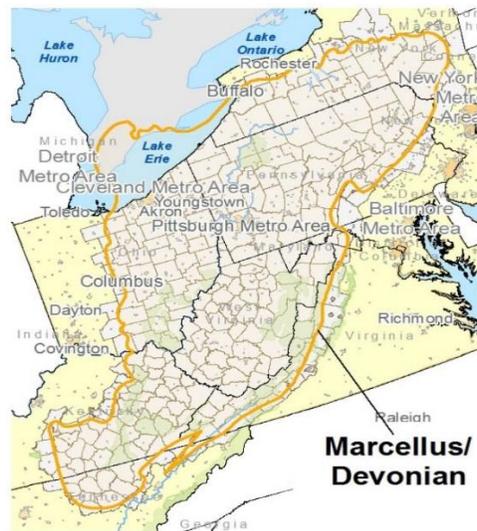


Figura 2-11. Formación Marcellus. (Fuente: U.S. Department of Energy, 2009).⁹

La formación Marcellus es una lutita negra limonosa carbonosa que encierra pirita dispersa, concreciones de carbonato y escasos fósiles. También se han ubicado varios lechos de lutitas calcáreas y calizas negras. (EIA, 2017). El contenido de carbono orgánico total oscila entre 3% y 12% y la porosidad total es del orden del 10%. La Figura 2-12 muestra la columna estratigráfica de la formación Macellus.^{9,14}

Figura 2-12. Columna Estratigráfica de la Formación Macellus. Fuente: U.S. Department of Energy, 2009.⁹

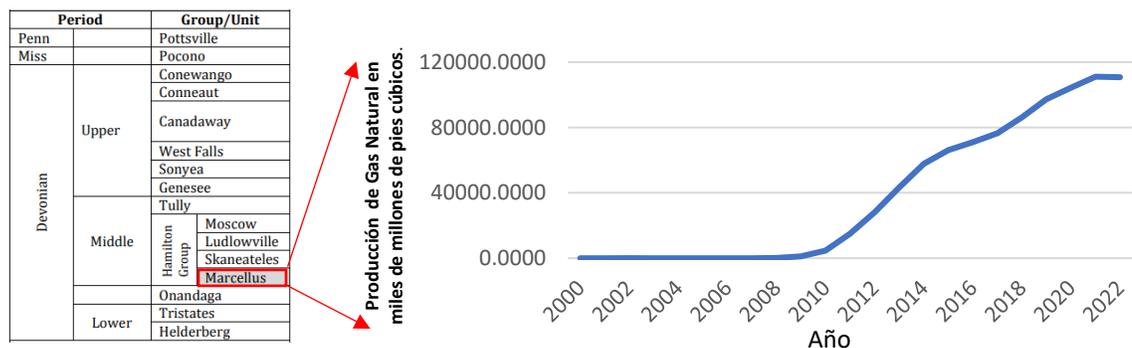


Figura 2-13. Producción de la Formación Marcellus. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).

2.1.2 Producción de gas natural.

Como resultado de la inversión en el desarrollo de los yacimientos no convencionales (tight gas y shale gas) sumado a los bajos costos de extracción del gas, Estados Unidos ha aumentado su

producción en este tipo de yacimientos. La Figura 2-14 muestra la producción de gas desde el año 2000. Se observa que a partir de año 2008 se dio un fuerte impulso a la producción de gas de yacimientos no convencionales. Como consecuencia de esta situación Estados Unidos no solo fue capaz de cubrir su demanda interna, sino que también se convirtió en el mayor exportador de gas natural en el mundo con una producción de 914.6 billones de metros cúbicos.

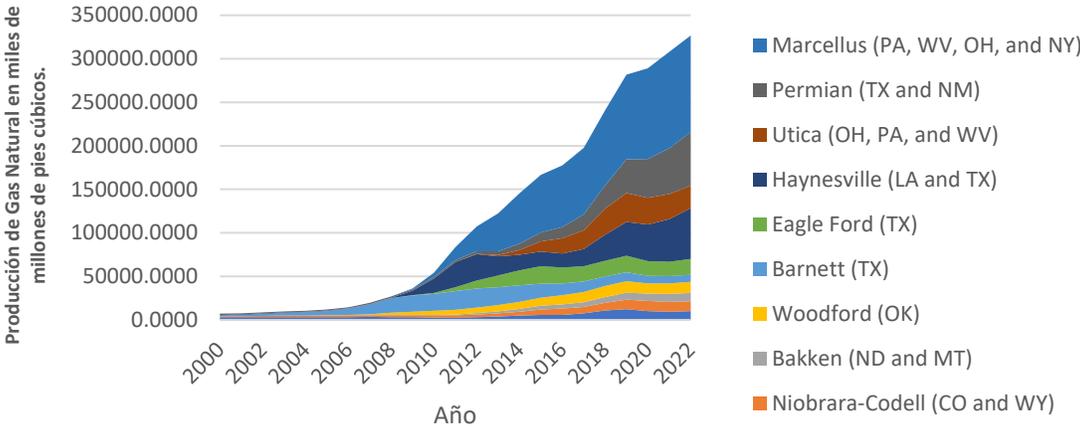


Figura 2-14. Producción Anual de Gas Natural de EU por Cuenca. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).

El número de pozos productores de gas natural en Estados Unidos tuvo un máximo en 2014 con 1,031,256 pozos. Después de ese año los pozos han ido disminuyendo, hasta alcanzar 912,926 pozos en el año 2022. En cuanto a los pozos de gas pasaron de 586,213 en 2014 a 483,326 en el año 2020 (Figura 2-15). El porcentaje pozos horizontales tuvo un aumento, pasando de 7% en 2012 a 19% en 2022. Esta innovación se nota en la producción, ya que desde 2012 aproximadamente la mitad de la producción de gas natural en Estados Unidos provino de pozos que produjeron entre 100 y 3200 barriles de petróleo crudo equivalente (Figura 2-16).¹⁵

Figura 2-15. Número de Pozos Productores de Gas Natural en Estados Unidos. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).

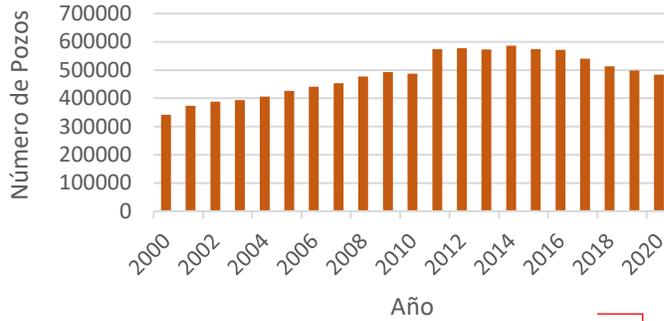
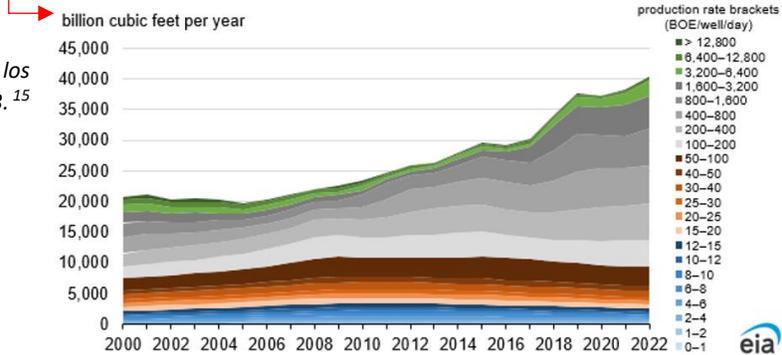


Figura 2-16. Producción de Pozos en E.U. con Respecto a los Gastos de Producción. Fuente: EIA, 2023.¹⁵



La producción de las cuencas gaseras en los E.U. se distribuye en hubs o centros de comercio. En ellos se marca el precio al cual el gas será vendido a los clientes, estos centros se rigen por medio de la oferta y la demanda. Para poder hacer esto los Estados Unidos tiene una amplia red de gasoductos que transportan gas tanto dentro de un estado como hacia otro, ó en su caso hacia otro país. Los hubs se usan como referencia para establecer los precios spot del gas y los precios a futuro, como es el caso de Henry Hub que es la referencia en américa del norte para los precios del gas. A partir de los hubs se distribuye el gas, en el caso de la cuenca del Permian, el Waha Hub distribuye gas desde el oeste de Texas hacia dentro del mismo estado, como con el gasoducto Whistler terminado el 1 de Julio de 2021 (EIA, 2021), con éste se llevará gas natural proveniente de la Cuenca de Permian hasta Agua Dulce Hub, para poder cubrir la demanda del mercado mexicano. También se lleva gas hacia la costa del pacifico en los E.U. como California, pasando por Arizona y Nuevo México. De ese hub se exportará gas directamente hacia México con el gasoducto sierra madre que llevará gas desde el oeste de Texas hasta el estado de sonora en México.¹⁶

Para la cuenca de Eagle Ford se tiene Agua Dulce Hub, este centro de distribución del cual se exporta el gas hacia el mercado mexicano, tanto por gasoductos terrestres como marinos, también abastece el mercado interno del estado de Texas y para ser transportado a las terminales de gas natural licuado en la costa del Golfo de México. La cuenca de Haynerville usa el centro de distribución Henry Hub, éste es el más importante de los Estados Unidos, ya que pasan varios gasoductos que le dan acceso a mercados de varias regiones de ese país como son la del noreste, sureste, medio oeste y la costa del Golfo. En este centro se distribuye el gas hacia Europa como gas natural licuado.

Otro hub importante es el Columbia Gas Appalachia que distribuye gas de la cuenca de los Appalaches. Éste distribuye a las regiones del noreste, que comprende los estados de Pensilvania, Nueva York y la región de Nueva Inglaterra, también la región del medio oeste a los estado de Ohio, Indiana, Michigan y los estados de Virginia y Virginia del Oeste. La Figura 2-17 muestra la distribución de los gasoductos y la ubicación de los principales hubs en los Estados Unidos.

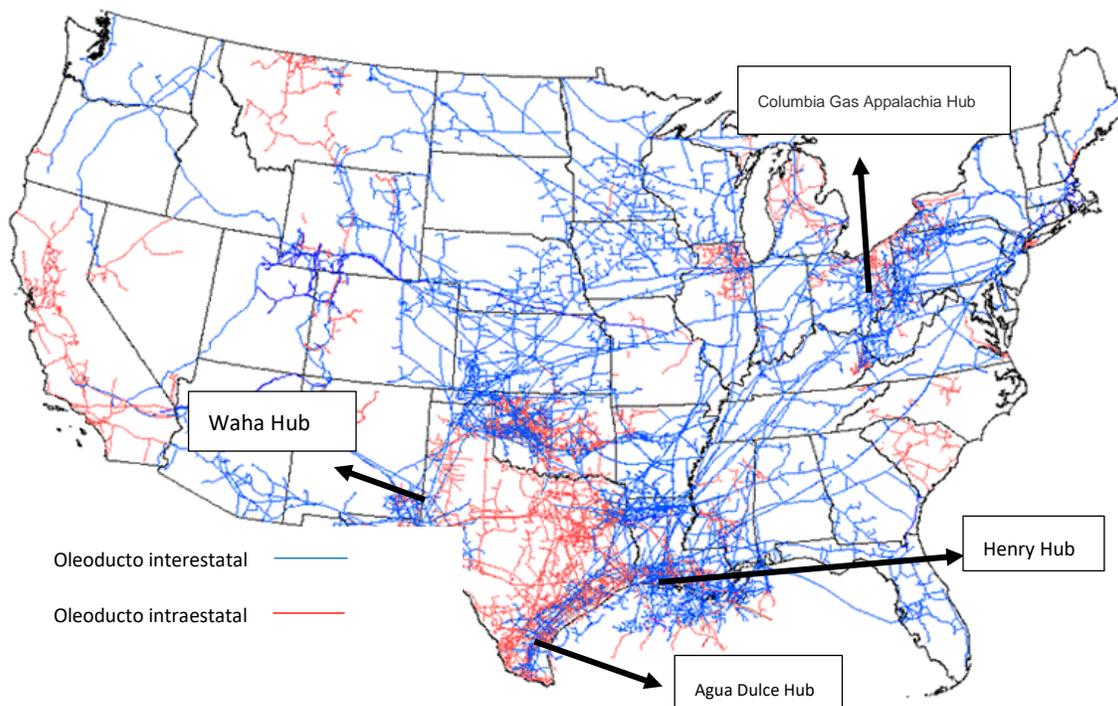


Figura 2-17. Distribución de los Gasoductos y la Ubicación de los Principales Hubs en los Estados Unidos. Fuente: Modificado del EIA, 2022.¹⁷

2.1.3 Consumo de Gas Natural.

El consumo de gas natural en los Estados Unidos ha ido en aumento a lo largo de los últimos veinte años, el uso de éste en diferentes sectores, como son la generación de electricidad, para combustible de automóviles, en el sector industrial para la petroquímica. Todo esto provocó que la demanda vaya en aumento. Un ejemplo es el uso del gas natural como un sustituto del carbón para la generación de electricidad, en el año 2022 la generación de electricidad representó cerca del 38% del consumo total de gas natural en los E.U. (EIA, 2023). En la Figura 2-18 se denota que, a partir del incremento de la producción del gas no convencional, después del año 2008 el consumo de este combustible también aumentó, como consecuencia el precio del gas disminuyó. Esto se puede ver en el precio de Henry Hub, que durante el periodo de 2008 a 2019 a pesar de algunas fluctuaciones, tuvo una tendencia a la baja, pasando de 8.86 [USD/MMBTU] a 2.56 [USD/MMBTU], respectivamente. En el año 2020 tuvo una disminución abrupta llegando a los 2.03 [USD/MMBTU], como consecuencia de la baja demanda por la pandemia de Covid-19, el precio más bajo desde 1997 (EIA, 2021). En el año 2022 llegó a los 6.45 [USD/MMBTU], como resultado de la apertura de la economía estadounidense posterior a la pandemia.³⁵

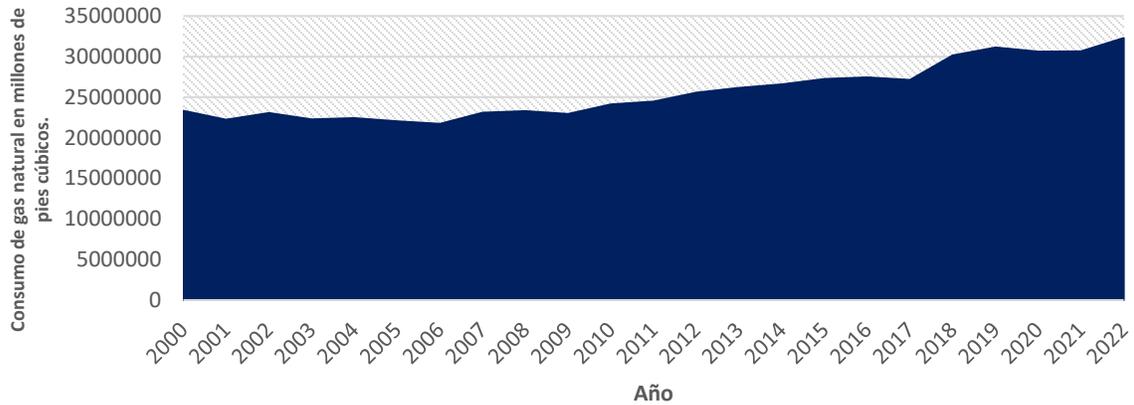


Figura 2-18. Consumo Anual de Gas Natural de EU. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).³⁴

Texas es el estado que más consume gas natural en los Estados Unidos con 4,875,735 millones de pies cúbicos, es el segundo estado con el producto interno bruto más alto con 2355.96 miles de millones de dólares en el año 2022, es uno de los estados más industrializados, ya que el sector en el que más se usa el gas es el industrial. Pero también es el estado que más produce gas natural, con las cuencas que hay en su territorio puede cubrir su demanda e incluso exportar el gas ya sea para otros estados e incluso a otro país como es el caso de México. Es el segundo estado con mayor población de E.U. con 29,527,941 millones de habitantes (Unites States Census, 2021), con un consumo de energía per cápita de 486 millones de BTU.²⁰

El segundo estado que más consume gas es California con 2,056,267 millones de pies cúbicos, este es el estado con el PIB más grande de los Estados Unidos con 3598.1 miles de millones de dólares, al igual que Texas, el sector que más consume el gas es el industrial, pero a diferencia de éste último, California no produce el suficiente gas para cubrir su demanda, por lo que lo importa de otros estados como Arizona, Oregón y Nevada. California es el estado con la mayor población de E.U. con 39,237,836 millones de personas (Unites States Census, 2021), con un consumo de energía per cápita de 189 millones de BTU.²²

Louisiana es el tercer estado que más consume gas natural con 1,959,688 millones de pies cúbicos, el sector industrial representa alrededor de tres cuartas partes del consumo de gas natural entre los usuarios finales, la generación de electricidad cubre poco menos de una quinta parte del consumo. Cerca del 18% de consumo de gas natural se ocupa para la producción y la distribución de gas y petróleo del estado. El sector comercial representa menos del 2% del consumo de gas. Tiene una población de 4,627,047 millones de habitantes, con un PIB de 309.6 mil millones de dólares, tiene un consumo total de energía de 4.246 billones de BTU, un consumo de energía per cápita de 375 millones de BTU.²³

Pennsilvania es el cuarto estado que más consume gas natural con 1,862,795 millones de pies cúbicos, la mayor parte del consumo de gas es para la generación de electricidad, al igual que Texas produce todo el gas que demanda su mercado interno, también lo exporta a otros estados como Nueva Jersey, Ohio, Maryland, Nueva York y Virginia Occidental. Es el quinto estado más poblado de los E.U. con 12,964,056 millones de habitantes, tiene un consumo de energía per cápita de 279 millones de BTU. Tiene un PIB de 923.09 miles de millones de dólares, las principales industrias que

consumen energía son: la fabricación de productos químicos, extracción de hidrocarburos, minería, fabricación de metales, maquinaria, porcesamiento de alimentos y bebidas.²⁴

Florida es el quinto estado que más consume gas natural con 1,622,717 millones de pies cúbicos, el sector que más consume el gas es el de la generación de electricidad con un 86% del consumo final de energía, es el segundo estado más visitado de los E.U. por lo cual el sector del transporte requiere de mucha energía para satisfacer la demanda de los automóviles, trenes, aviones y barcos de los millones de turistas. Tiene un PIB de 1389.07 miles de millones de dólares, lo convierten en el cuarto estado con el PIB más alto, es el tercer estado más poblado de los Estados Unidos con una población de 21,781,128 millones de habitantes (Unites States Census, 2021), tiene un consumo de energía per cápita de 198 millones de BTU. El segundo sector que más consume gas es el industrial, al igual que California no produce el gas suficiente para cubrir su demanda interna. Lo importa de otros estados como lo son Alabama y Georgia, también desde un gasoducto submarino que va desde la frontera de los estados de Mississippi y Alabama hasta el centro del estado (EIA, 2023). La Figura 2-19 muestra el consumo en los Estados Unidos por sector, además de los estados que más consumen por sector en el año 2022.²¹

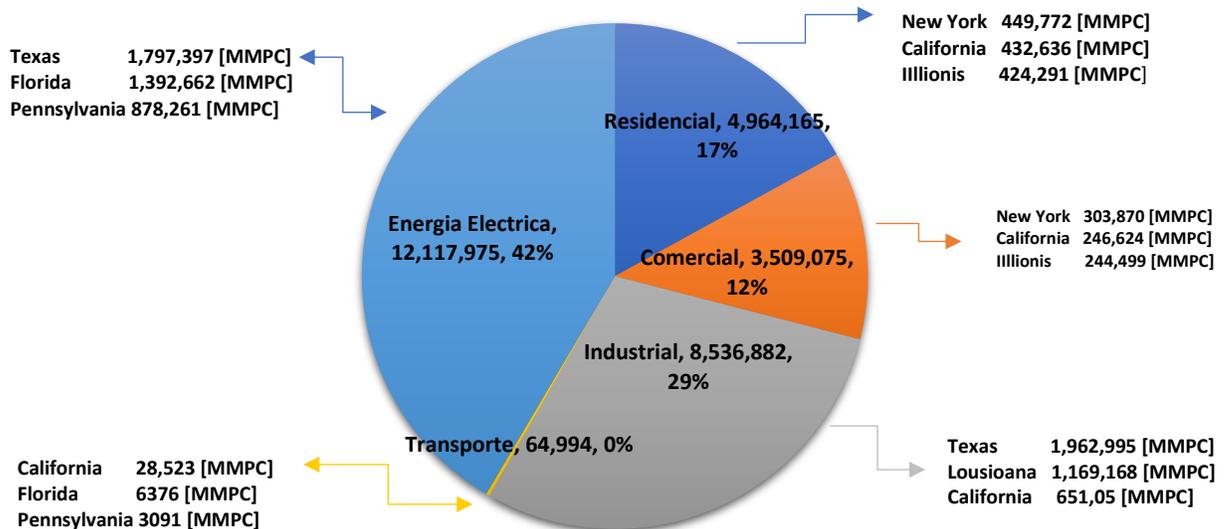


Figura 2-19. Consumo de Gas Natural por Sector en Millones de Pies Cúbicos y los Estados que más Consumen por Sector. (Elaboración propia con datos del Energy Information Administration).³⁵

La importancia del gas natural también se puede ver en la generación de electricidad, en el año 2022 en Estados Unidos se generaron 4,231 mil millones de kilovatios por hora [kWh] de electricidad en las instalaciones de generación de electricidad. La mayor parte provino de los combustibles fósiles con cerca del 60%, alrededor de 2,553 mil millones de kilovatios por hora [kWh], las energías renovables con el 21.3% y 901 mil millones de kilovatios por hora [kWh], la energía nuclear con el 18.2% y 772 mil millones de kilovatios por hora [kWh], la energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo tiene un -0.1% y -6 mil millones de kilovatios por hora [kWh], esto es así porque la mayoría de las instalaciones de generación utilizan más electricidad de la que producen. Por último, otras fuentes de energía con un 0.3% y 11 mil millones de kilovatios por hora [kWh], incluyen

desechos municipales no biogénicos, baterías, hidrógeno, vapor comprado, azufre y otras fuentes de energía diversas. La Figura 2-20 muestra los porcentajes que tiene cada tipo de fuente de energía para la generación de electricidad.³⁵

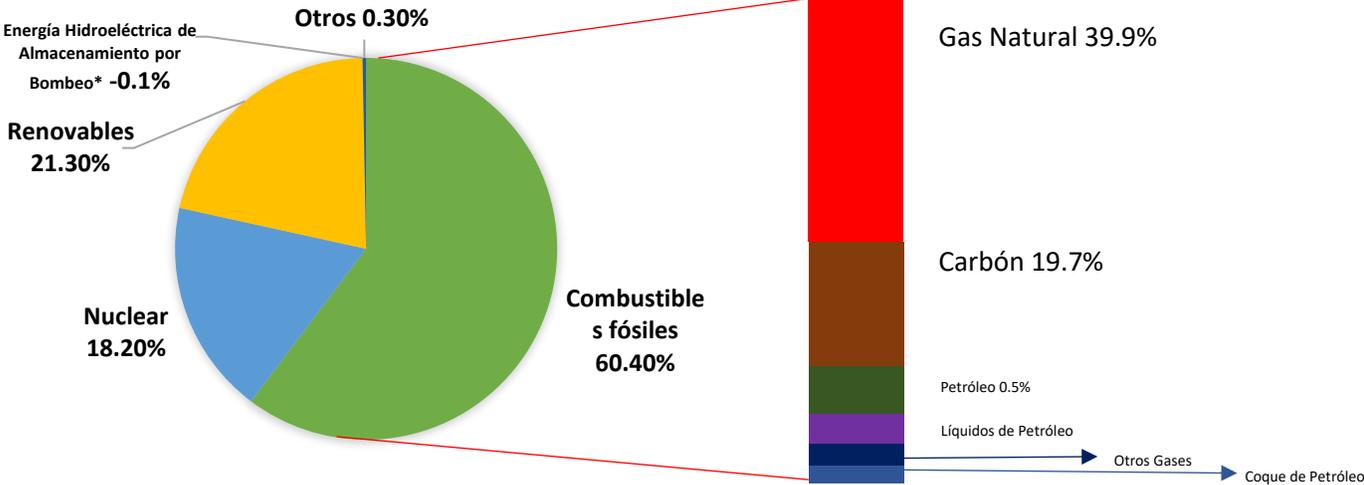


Figura 2-20. Generación de electricidad a escala comercial en EE. UU. por Fuente y Participación Total. (Elaboración propia con datos del EIA, 2023).³⁵

De los cinco sectores de uso de energía primaria en el año 2022 la energía eléctrica fue el que más consumió con 37.35 cuatrillones de BTU, en cambio el que menos consumió fue el sector comercial con 4.90 cuatrillones de BTU. De los sectores de uso final el que más consumió fue el de transporte con 27.5 cuatrillones de BTU. Estados Unidos desde el año 2019 produce más energía de la que consume, en el año 2022 la producción fue de 102.92 cuatrillones de BTU, mientras que el consumo fue de 100.41 cuatrillones de BTU. Esto resalta la importancia del gas natural en cuanto a generación de energía, en el año 2022 los combustibles fósiles representaron el 81% de la producción total de energía primaria en E.U. (EIA 2023).¹⁹

Teniendo esto en cuenta los Estados Unidos han invertido en el desarrollo de tecnologías tanto de perforación como lo son los pozos horizontales y de terminación con el uso del fracturamiento hidráulico, durante el periodo de 2012-2022 el uso de pozos horizontales paso del 7% al 12%. Con el uso de éstos, se dio un aumento en la producción, lo cual ayudo a poder extraer más gas natural sin la necesidad de perforar más pozos. La Figura 2-21 muestra la distribución de las diferentes fuentes de energía en los diferentes sectores.¹⁹

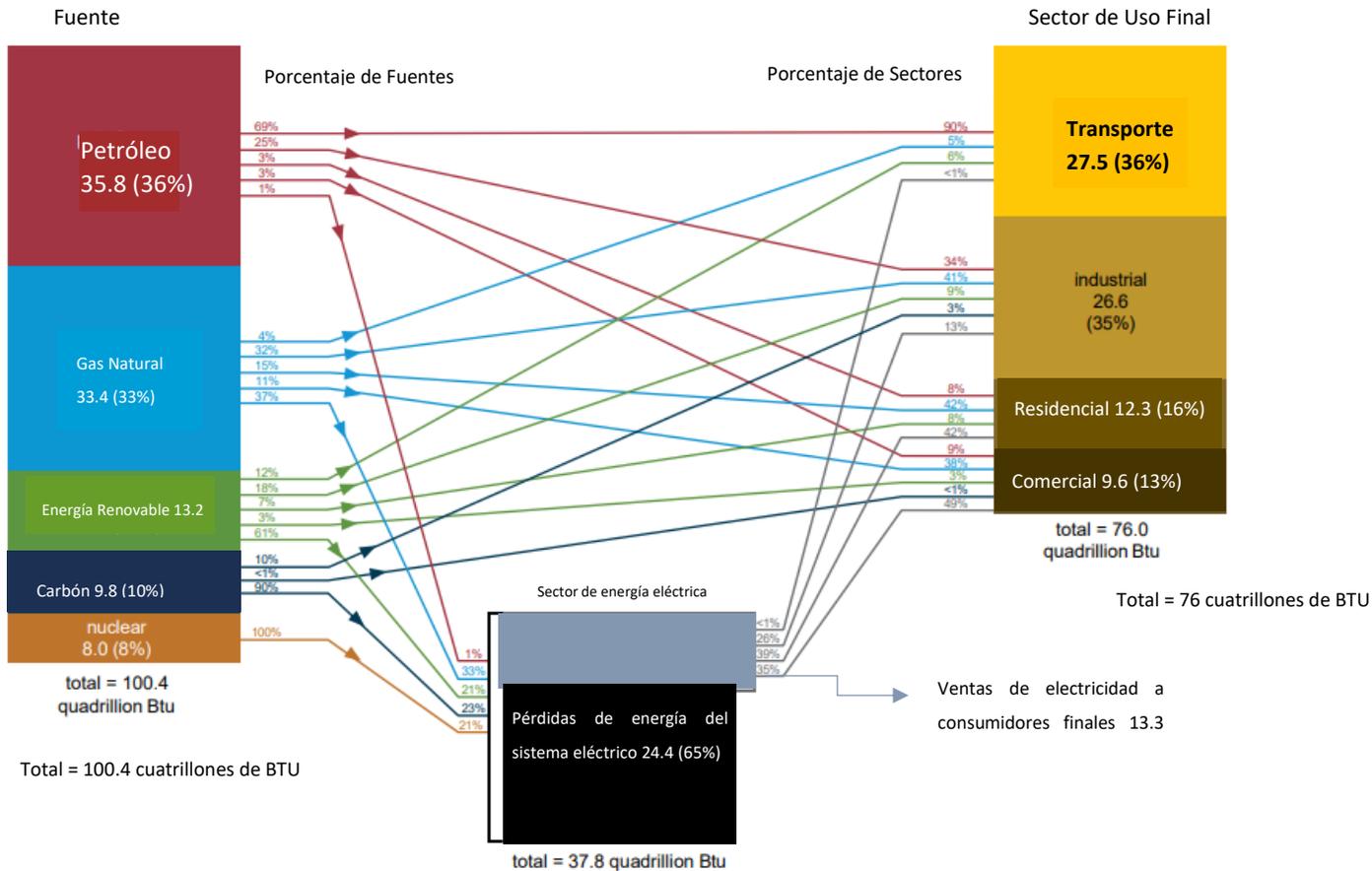


Figura 2-21. Consumo de Energía en Estados Unidos por Fuente y Sector. Fuente: Modificado del EIA

2.1.4 Almacenamiento de Gas Natural.

Una parte fundamental para la seguridad energética de cualquier país es el almacenamiento de gas natural. E.U. divide su territorio en diferentes regiones: Pacific (Pacífico), Mountain (montaña), South Central Salt (centro sur salado), South Central Nounsalt (centro sur no salado), Midwest (Medio oeste) y East (este). Los altos volúmenes de almacenamiento, sumado a la distribución de éstos, logran que a pesar de problemas que puedan presentarse ya sean climáticos, técnicos o geopolíticos, el país cuente con reservas de este combustible para poder hacer frente ante una futura escases. Datos del EIA muestran que para el 20 de octubre de 2023 los volúmenes de almacenamiento (en billones de pies cúbicos) por región son: Pacific 283, Mountain 252, South Central Salt 299, South Central Nounsalt 883, Midwest 1075 y East 908. La Figura 2-22 muestra el almacenamiento por región en los Estados Unidos.²⁷

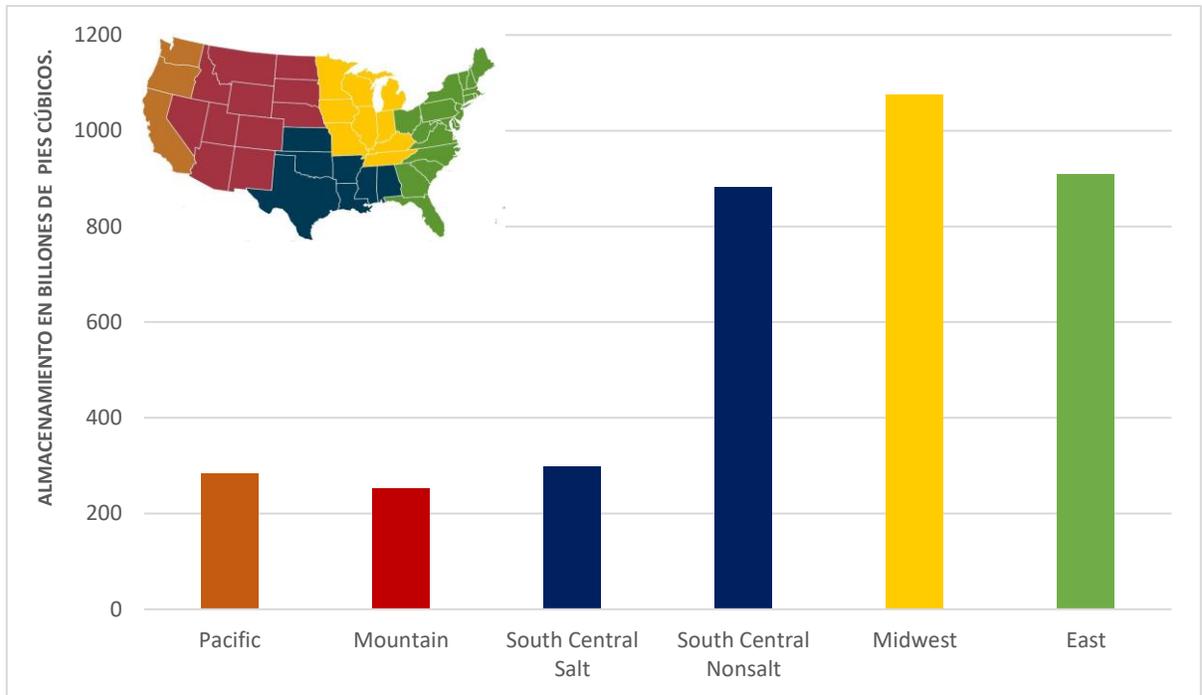


Figura 2-22. Almacenamiento de Gas Natural en Estados Unidos por Región. Fuente: Modificado del EIA, 2023.²⁷

Dentro del territorio estadounidense se ubican 412 centros de almacenamiento, la mayor parte son campos agotados con 307 unidades, su uso es más rentable con respecto a los otros ya que en éstos no se construye nuevas instalaciones, sino que se ocupan las que ya se encuentran ahí para inyectar y producir el gas que se va necesitar. Otros tipos de almacenamiento son acuíferos activos con 44 unidades, domos salinos con 36 unidades, como las principales. La Figura 2-23 muestra las ubicaciones de las unidades de almacenamiento en el territorio estadounidense.²⁷

Dentro de la región del medio oeste el estado que más capacidad de almacenamiento tiene es Michigan, este estado consume más energía de la que produce. En el año 2021 produjo 697 billones de BTU y consumió 2.711 billones de BTU en el mismo periodo. Es el décimo estado más poblado de E.U. con una población de 10,050, 811 millones de habitantes (Unites States Census 2021), con un consumo de energía per capita de 270 millones de BTU. Debido a las intensas nevadas Michigan está entre los estados de mayor uso de energía residencial per capita, el sector residencial es el mayor consumidor de energía con un 28% del uso de energía del estado, seguido del transporte con el 26%, el industrial con el 24% y el comercial con el 22%. Detroit conocida como la ciudad del motor, donde se emplea a la mayor cantidad de gente en todo el país en los sectores de la fabricación de repuestos y vehículos. Ese sector representa dos quintas partes del PIB manufacturero del estado.

²⁵

Michigan ha experimentado una caída en la producción de gas natural, alcanzando 72 mil millones de pies cúbicos en el año 2021, el gas llega al estado proveniente de Ohio, Indiana y Wisconsin. Al estado le ingresa más gas del que consume por lo que el resto se exporta en su mayoría a Canadá por medio de los cruces fronterizos como el St. Clair, St. Marie, Marysville, Detroit y Sault. Parte del gas que llega y se produce en Michigan se almacena en yacimientos agotados, el estado tiene 44 campos de almacenamiento con una capacidad de 1.1 billones de pies cúbicos. Durante la temporada de invierno que es entre los meses de noviembre y abril la demanda aumenta, por lo cual los retiros

del almacenamiento se incrementan para satisfacer la necesidad de calefacción de espacios. Durante el verano la demanda disminuye y los retiros de gas también para satisfacer la refrigeración de los espacios.²⁵

El sector residencial representó un tercio del uso de gas en el estado, esto debido a que tres cuartas partes de los hogares en Michigan utilizan el gas natural como fuente principal de calefacción doméstica. Desde 2016 la generación de electricidad es el segundo mayor consumidor de gas natural, sectores como el comercial o el industrial ocupan cada uno poco menos de una quinta parte del consumo total del estado.

Illinois es un estado ubicado en la región del Midwest (Medio oeste). En el año 2021 tuvo una producción de energía de 2,274.5 billones de BTU, consumió 3,723.6 billones de BTU. Cuenta con una población de 12,671,469 millones de habitantes (Unites States Census 2021), un consumo de energía per capita de 293.5 millones de BTU, con un PIB de 1,033.31 miles de millones de dólares. Los productos químicos, los alimentos y las bebidas, la maquinaria, los productos metálicos fabricados, las computadoras y la electrónica son los mayores contribuyentes al PIB manufacturero del estado (EIA, 2023). Los suministros de gas natural llegan al estado provenientes desde Iowa, Indiana y Missouri, poco más de la mitad del gas natural que ingresa continua hacia el estado de Indiana, al norte hacia Wisconsin y al sur a Missouri. Parte del gas se queda almacenado en los 28 campos subterráneos que tiene el estado, con una capacidad de un poco más de 1 billón de pies cúbicos.²⁶

El sector residencial es el que más consume gas natural, con más de un tercio del consumo total, 8 de cada 10 hogares en Illinois utilizan gas natural para calefacción (EIA, 2023). El sector industrial es el segundo mayor consumidor de gas, representa alrededor de una cuarta parte del consumo total del estado. Los sectores de energía eléctrica y el comercial representan aproximadamente una quinta parte del consumo total.

Texas es el líder en producción de energía en los Estados Unidos, en el año 2021 proporcionó alrededor de una cuarta parte de la energía producida con 23,843.8 billones de BTU, en ese año su consumo fue de 14,358.7 billones de BTU, ese excedente fue exportado a otros estados. La industria es el sector que más energía consume, incluye fabricación de productos químicos, la extracción de petróleo y gas natural, por último la refinación. El transporte es el segundo mayor consumidor de energía con una quinta parte del consumo total. Tiene una población de 29,527,941 millones de habitantes (Unites States Census 2021) con un consumo de energía per capita de 486 millones de BTU. Tiene un PIB de 2,355.96 mil millones de dólares, lo que lo hacen en el segundo con el producto interno bruto más alto después de California, la industria de los hidrocarburos es la que más aporta ingresos al estado.²⁰

Es el estado que más produce gas en los E.U. la producción proviene principalmente de las cuenas de Eagle Ford y Permian. Tiene 17,000 millas de gasoductos (27,358.848 Kilometros) interestatales, éstos transportan gas a todo Estados Unidos y a México. El gas llega al estado proveniente de Oklahoma, Nuevo México y Luisiana, en 2021 cuatro veces más gas salio de Texas del que entro (EIA, 2023), la mayoría del gas fue rumbo a México y Luisiana. Las exportaciones gas natural licuado representaron la mitad de todas las exportaciones de los E.U. sus principales terminales son GNL de Corpus Christi que empezó a operar en 2018, GNL de Freeport que inició operaciones en 2019 y se construyeron instalaciones de exportación en la terminal de importación de GNL de Golden Pass en Sabine Pass, que entró en operaciones en el año 2024 (EIA, 2023).

El estado tiene 847 mil millones de pies cúbicos de capacidad de almacenamiento de gas natural, más de la mitad de los 35 yacimientos de almacenamiento activos (cerca del 70% de la capacidad total del estado) se encuentran en yacimientos agotados de petróleo y gas, el resto se encuentran en cavernas de sal. El sector industrial es el que más consume gas natural, seguido por el uso para la generación de electricidad.

Pensilvania es un gran proveedor de gas natural, la formación Marcellus el campo más grande de los E.U. cubre aproximadamente el 60% del estado. Es el segundo estado que más produce energía después de Texas, en el año 2021 tuvo una producción de energía de 10,150.9 billones de BTU, mientras que su consumo de energía fue de 3,633.6 billones de BTU, el estado cubre su demanda de energía. Tiene una población de 12,964,056 millones de habitantes con un consumo de energía per capita de 279 millones de BTU. Tiene un PIB de 923.09 miles de millones de dólares, los sectores que más contribuyeron a su economía fueron el de finanzas, seguros, bienes raíces, alquiler y arrendamiento. Representaron una quinta parte del PIB del estado. El sector industrial es el de mayor consumo de energía, representa casi dos quintas partes del consumo total del estado, los sectores residencial y transporte representaron cada uno aproximadamente una cuarta parte del consumo el estado, el resto fue utilizado por el sector comercial. Las principales industrias que consumen energía y aportan mucho al PIB del estado incluyen la fabricación de productos químicos, extracción de petróleo y gas, minería, fabricación de metales, maquinaria y procesamiento de alimentos y bebidas.²⁴

Pensilvania tiene el segundo lugar después de Texas en reservas totales de gas natural. La formación Marcellus se extiende bajo tres quintas partes del estado, así como partes de Virginia Occidental, Nueva York, Ohio y Maryland, es el segundo mayor exportador de gas después de Texas. La mayor parte de las exportaciones de gas van para Nueva Jersey, Ohio, Maryland, Virginia Occidental y Nueva York. Mientras que las importaciones por medio de gasoductos provienen de Virginia Occidental y Nueva York.

Pensilvania cuenta con 49 instalaciones de almacenamiento de gas natural, siendo la mayor cantidad en todo E.U. con una capacidad de 763 mil millones de pies cúbicos, que le ayudan a satisfacer la demanda de calefacción en la temporada de invierno, aproximadamente la mitad de los hogares en ese estado utilizan el gas natural como combustible para calefacción. En 2022 el sector eléctrico consumió casi tres quintas partes del consumo del estado, los sectores residencial e industrial representaron cada uno una sexta parte del uso total del estado, mientras que el sector comercial consumió aproximadamente una sexta parte.²⁴

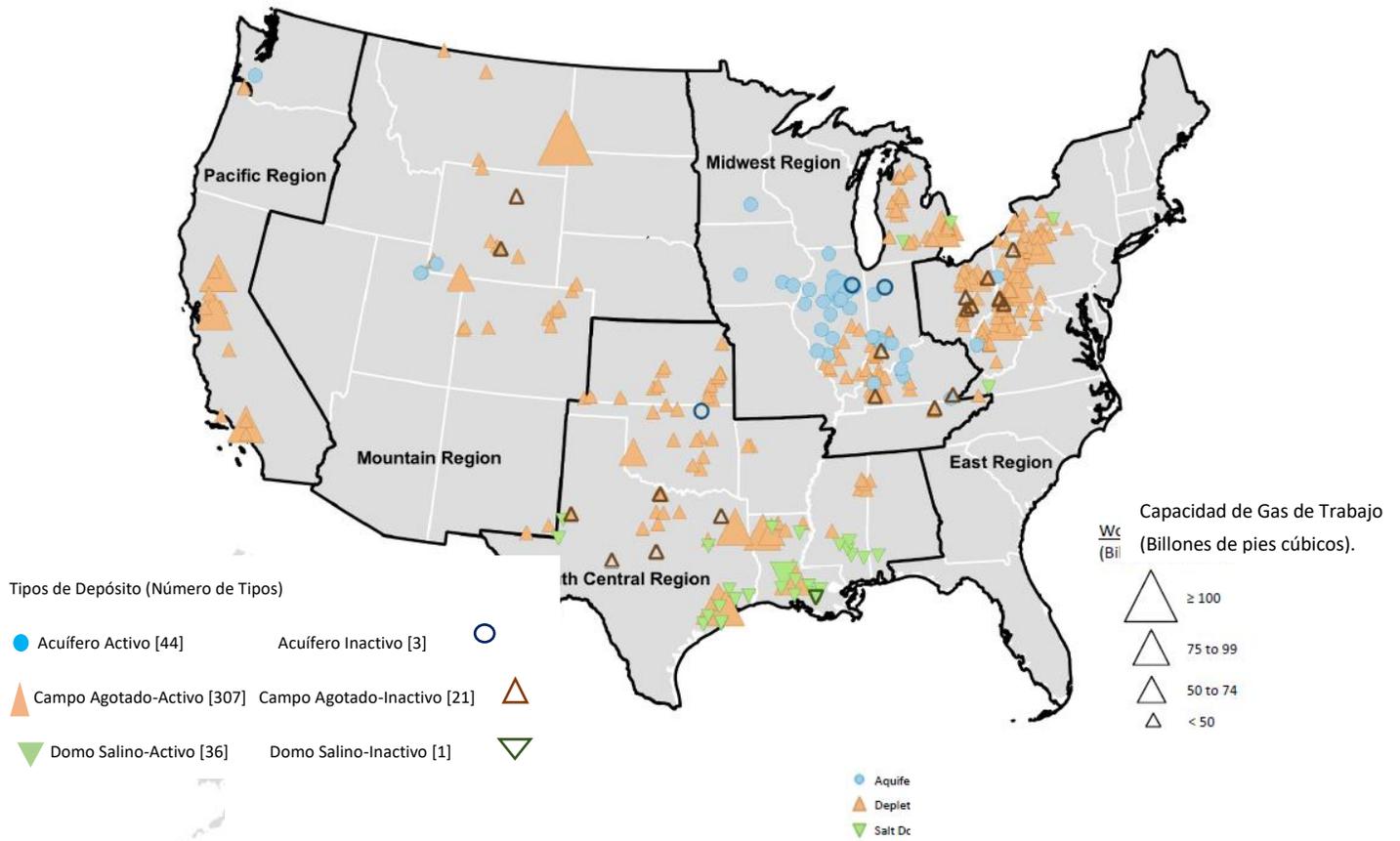


Figura 2-23. Instalación de Almacenamiento de Gas Natural por Tipo en los Estados Unidos.
Fuente: Modificado del EIA, 2020.²⁷

3 Causas de la Dependencia que tiene México del Gas Natural Estadounidense y algunas acciones que se pueden tomar para revertir esto.

Desde el aumento de producción de gas natural que experimentó Estados Unidos como resultado del buen desarrollo que le dio a sus yacimientos no convencionales, México incrementó la compra de gas natural proveniente de aquel país. Con el pasar de los años ese volumen de importaciones fue en aumento, factores como la cercanía, los precios competitivos que hay en ese país y la declinación de la producción de los principales yacimientos en nuestro país, hicieron que cada vez más México se centrará en importar un mayor volumen de gas desde los Estados Unidos que en buscar aumentar la producción nacional.

Con el cambio de administración se detuvo la apertura que se intentó hacer con la reforma energética, decisiones como no buscar una mayor colaboración con el sector privado, no desarrollar los yacimientos no convencionales, no mejorar la infraestructura para que el gas llegue a todo el territorio nacional, agravaron la situación que ya venía de años atrás. También no incrementar el almacenamiento en nuestro país genera que nuestra industria gasera sea sumamente vulnerable a problemas técnicos que puedan interrumpir el suministro, alguna inclemencia climática o a cuestiones geopolíticas.

En este capítulo se enlistan las cuestiones que se consideran son las más importantes que nos llevaron a la situación en la que estamos ahora, en la que nuestro consumo depende más de la mitad de las importaciones de gas, sumado a esto las importaciones de gas de nuestro país son principalmente de los Estados Unidos. También se aportarán algunas alternativas que se pueden tomar para reducir el problema, poniendo algunos ejemplos de otros países.

3.1 Baja producción de gas natural.

Con la administración del presidente Andrés Manuel López Obrador la industria petrolera sufrió un gran cambio, desde la reforma energética en el año 2013 se intentó que empresas privadas tuvieran una participación más grande en la industria petrolera nacional. La Figura 3-1 muestra un resumen de los contratos adjudicados en las tres rondas petroleras realizadas.



Figura 3-1. Número y Tipo de Contratos Adjudicados en las Tres Rondas Petroleras. (Elaboración propia con datos de SENER, 2023).⁴⁴

“La Comisión Nacional de Hidrocarburos mediante la resolución CNH.E.70.004/18, en la que el órgano de gobierno resolvió la cancelación de la licitación CNH-R03-L03/2018, en la que se adjudicarían contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en áreas contractuales terrestres convencionales y no convencionales”. (CNH, 2018). Esto fue una propuesta de campaña del entonces presidente de la República, argumentando que la producción de las empresas privadas no era lo que en un inicio se prometió. También se le dio a Pemex la preferencia para la explotación de los yacimientos.⁴⁵

Pemex cambio su estrategia de exploración al abandonar los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas, esto para concentrarse en áreas donde la petrolera nacional tiene más experiencia, siendo esta en los yacimientos localizados en tierra y en aguas someras. Esto aunado al cambio en la estrategia de producción, la llamada Producción Temprana, en la cual Petróleos Mexicanos produce con el primer pozo exploratorio. Con esta estrategia Pemex ha logrado revertir la tendencia a la baja que tenía su producción y poder aumentarla como lo muestra la Figura 3-2.

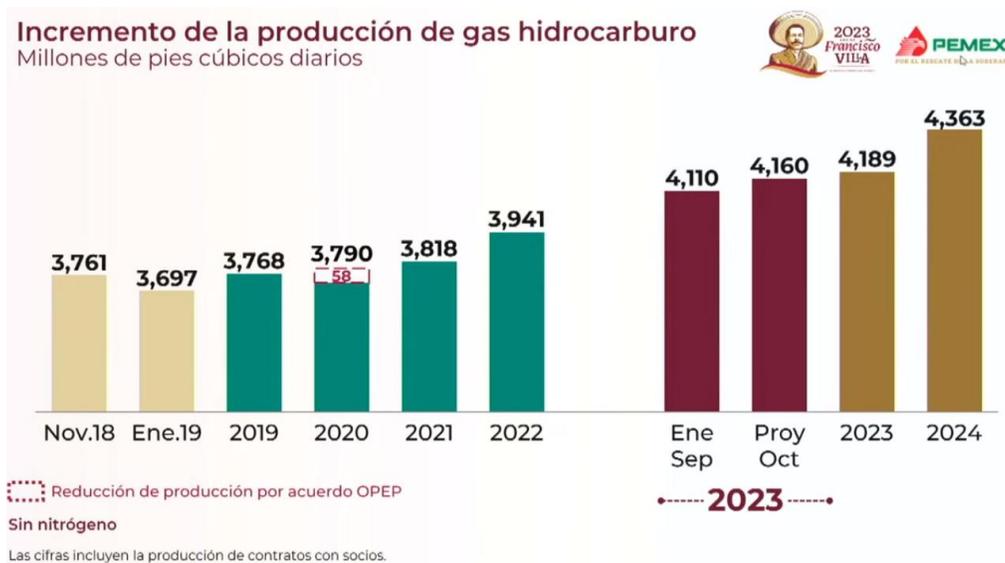


Figura 3-2. Producción de Gas Natural de Pemex. Fuente: Cámara de Diputados (2023). EN VIVO / Comparecencia del Director General de PEMEX, Ing. Octavio Romero Oropeza. [Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=CPMACyBjXWQ>.⁴⁶

Aunque se haya aumentado la producción, lo cierto es que no es suficiente como para poder reducir la dependencia que tiene México del gas estadounidense. Sumado al hecho de que Pemex no tiene los recursos suficientes para poder extraer no solo el gas sino también el aceite que el país necesita. Por eso se requiere que la empresa mexicana colabore con el sector privado para poder obtener más recursos para poder aumentar la producción de gas y así cubrir un mayor porcentaje de la demanda nacional de este hidrocarburo.

La mayoría de la producción de Pemex proviene de yacimientos en aguas someras. Pero hay otras reservas que aún no han sido bien exploradas y desarrolladas. Son las que están en aguas profundas y ultraprofundas, esto se denota en las reservas en la Cuenca del Golfo de México Profundo, ubicada en el Golfo de México. Datos de la CNH muestran que las reservas tanto de gas como de petróleo no son tan abundantes, al ser la cuenca en la que menos yacimientos se han desarrollado es de esperarse que no se tengan grandes reservas. En cuanto al petróleo no se tiene datos de reservas

1P ni 2P (CNH, s.f.), solo hay datos de reservas 3P que al 2023 eran de 369 952 [MMBL], en los campos Doctus, Exploratus, Maximino, Nab, Nobilis, Supremus y Trion (CNH, s.f.).⁴⁷

En el caso de gas natural se tienen más datos en comparación al aceite en los tres tipos de reservas. Todas están referenciadas al año 2023, en el caso de las 1P solo se tiene datos del campo Lakach con 580.76 [MMMPC], en reservas 2P de los campos Kunah, Lakach, Lalail y Piklis con 847. 896 [MMMPC] y en reservas 3P se tienen 16 campos con reservas de 1759.202 [MMMPC]. La Tabla 3-1 muestra una comparativa de las reservas de gas natural en aguas someras y las reservas en aguas profundas en [MMMPC]. La Cuenca del Golfo de México Profundo al ser la que menos se ha explorado tiene un gran potencial, pero es necesario que colaboren tanto el gobierno como las empresas privadas con experiencia en este tipo de yacimientos, ya que con esto Pemex tiene la oportunidad de adquirir la experiencia que necesita para en un futuro poder desarrollar estos campos por sí solo.⁴⁷

Tabla 3-1. Comparación de Reservas de Yacimientos en Aguas Someras y Profundas.

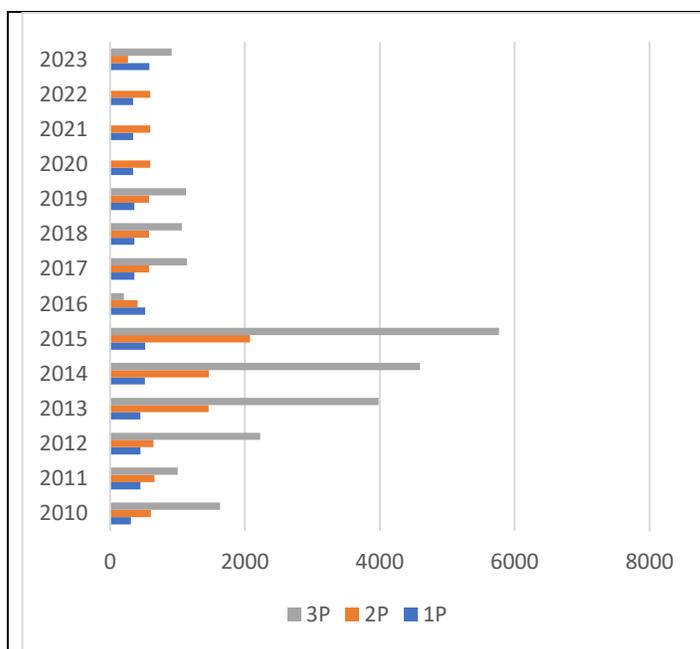


Figura 3-3. Reservas de Gas Natural en Aguas Profundas. (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos).

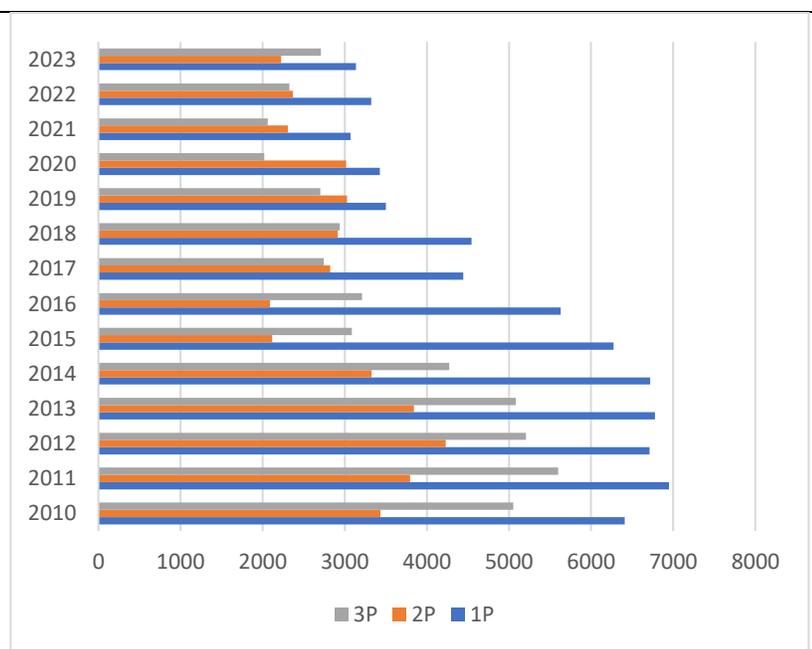


Figura 3-4. Reservas de Gas Natural en Aguas Someras. (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos).

Nota. Elaboración propia con datos de Comisión Nacional de Hidrocarburos.⁴⁷

3.2 Incrementar la producción de gas natural asociado y no asociado.

Para poder aumentar la producción nacional de gas natural, se necesita una mayor colaboración entre Pemex y las empresas privadas, además de aumentar la inversión tanto en exploración y en el desarrollo de nuevos yacimientos, así como en aquellos en donde aún queda un volumen remanente. Teniendo en cuenta que solo fueron 3 rondas petroleras, podemos notar que la producción del sector privado no es tan significativa, pero la producción de Petróleos Mexicanos no es suficiente para poder mitigar el problema de la dependencia que tiene el país del gas natural estadounidense.

El 31 de diciembre del año 2024 se publicó en el Diario Oficial de la Federación las reformas al párrafo quinto del 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 públicas 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 públicas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, y determinará las demás actividades que podrán realizar.”¹²²

Los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 “ En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones..”¹²²

“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 públicas 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 públicas 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.”¹²²

El párrafo cuarto del artículo 28 “No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos, litio y generación de energía nuclear; el servicio de Internet que provea el Estado; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, cuyos objetivos serán preservar la seguridad y autosuficiencia energética de la Nación y proveer al pueblo de la electricidad al menor precio posible, evitando el lucro, para garantizar la seguridad nacional y soberanía a través de la empresa pública del Estado que se establezca; así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, respectivamente; así como las actividades que realicen las empresas públicas del Estado y las que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión...”¹²²

Con estas reformas se busca aumentar la credibilidad y el atractivo de Pemex como socio, asimismo el Gobierno Federal busca inversiones a largo plazo y con ello conseguir los objetivos que la presente administración se planteó que es mantener la producción de petróleo en 1.8 [MMBPD] e incrementar la producción de gas natural en 5 [MMMPCD]. Pero estas reformas tienen que ir acompañadas con un presupuesto suficiente para que Petróleos Mexicanos pueda invertir ya sea en nuevos campos o en otros que ya estén en declinación. También se creó el Derecho Petrolero para

el Bienestar, con este régimen fiscal Pemex paga al estado por exploración y extracción porcentajes superiores al 30% en el caso del petróleo, gas asociado y sus condensados. En el caso del gas no asociado y sus condensados un porcentaje superior al 11%.^{123, 124}

Estos porcentajes son elevados si consideramos que los porcentajes de regalías por extracción a nivel mundial oscilan entre 12% y 15%. Esto es importante, ya que Pemex es una empresa sumamente endeudada, es necesario que se le pueda dar cierta libertad financiera para que ésta tenga la posibilidad de reducir la deuda a la par de que pueda invertir para poder incrementar la producción de hidrocarburos. Pero este tipo de régimen deja poco margen para que Pemex sea más eficiente y reduce su capacidad financiera. Ya que dentro de los objetivos de la Estrategia de Desarrollo del Sector de Hidrocarburos 2025-2030 es “aumentar la producción de gas natural a 5 mil millones de pies cúbicos por día, reducir la quema de gas natural mediante la modernización de la infraestructura, maximizar la recuperación y aprovechamiento de gas en los campos Ixachi, Quesqui y Casquete Cantarell, desarrollar campos marinos y reducir las emisiones de metano” (Mijares, 2024).^{123, 124}

Aunque ahora la norma son las asignaciones y los contratos la excepción, aún se mantiene la modalidad de contratos para que Pemex y privados puedan desarrollar campos de manera conjunta, los términos económicos los establecerá la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para cada contrato, además de que se permite a Pemex la posibilidad de migrar sus asignaciones a contratos, solo que esta última deberá de mantener al menos un 40% de la participación de la asignación.¹²³

Es necesario que tanto el gobierno, así como las inversiones privadas colaboren en conjunto para que la producción nacional incremente, en ese aspecto buscar que Pemex se asocie con alguna empresa privada para que éstas puedan desarrollar en conjunto los yacimientos donde la empresa paraestatal no tiene experiencia y recursos, como lo son: las aguas profundas, las aguas ultraprofundas, los yacimientos no convencionales y también buscar extraer los grandes recursos remanentes que aún hay en el país. Todo esto para buscar incrementar la producción nacional de gas natural. La Figura 3-5 muestra la producción que se ha tenido desde la reforma energética de 2013. La producción de los contratistas inicia en mayo de 2016, con una producción promedio de 25,081 [MMPCD].

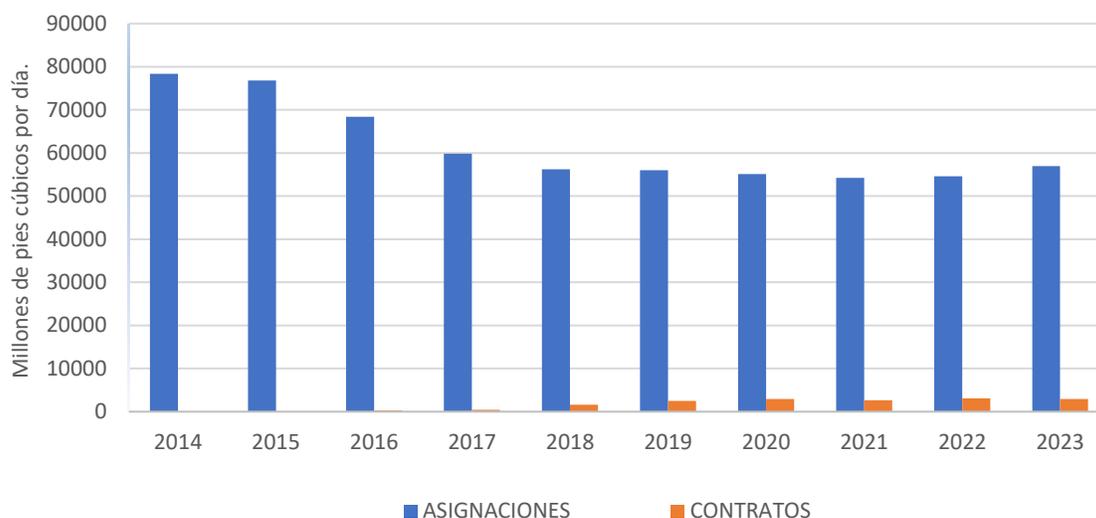


Figura 3-5. Producción de Gas Natural en México por Régimen (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos).⁵¹

Considerando que en México la mayoría de la producción de gas es asociado al petróleo, toma aún más relevancia que se tenga una mayor colaboración entre el sector público y privado, ya que Pemex no puede por sí solo aumentar la producción de gas natural lo suficiente para poder reducir la dependencia que está teniendo el país del gas natural estadounidense. Entre las empresas que mayor producción tienen están: Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., Eni México, S. de R.L. de C.V., Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V., Perenco México, S.A. de C.V., Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V. y Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V.⁴⁸

Pemex ha logrado desarrollar yacimientos tanto terrestres como en aguas someras, pero en los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas no tiene ni la experiencia ni el presupuesto para poder hacerlo. Para explotar estos yacimientos y buscar también que Pemex adquiera experiencia en ello, se tiene que asociar esta empresa con otras que sí cuenten con los recursos y la experiencia. En el año 2016 la paraestatal mexicana se asoció con BHP Billiton ahora Woodside Energy, para el desarrollo del campo Trion. La empresa australiana se quedó con el 60% de la participación, además de ser el operador, mientras que Pemex con el 40%. Se espera que inicie su producción en el año 2028. Al hacer esto, se atrae inversión extranjera al país y Pemex empezará a adquirir experiencia en este tipo de yacimientos.⁵⁶

Para aprovechar esto es necesario que el contenido nacional tome mayor relevancia y con ello poder incluir empresas mexicanas en la industria petrolera nacional, también dentro de éste buscar que los programas de capacitación y los programas de transferencia de tecnología tengan una mayor importancia. Los primeros para que los ingenieros de Pemex puedan adquirir la experiencia en el desarrollo de campos en aguas profundas, también la empresa nacional podrá ver de primera mano cómo es el proceso de explotación de este tipo de yacimientos. En cuanto a los programas de transferencia de tecnología aprovecharlos para vincular tanto a recién egresados y estudiantes con la industria. Se puede hacer logrando que las empresas colaboren con prácticas profesionales, cursos de capacitación, trabajos de tesis e incluso con servicios sociales.⁵⁶

El éxito de lograr una colaboración entre el sector público y privado al seguir con las rondas petroleras lo podemos ver en el caso de Brasil, ese país tenía el monopolio de los hidrocarburos en su empresa estatal PETROBRAS, pero en el año 1995 se reformó la constitución brasileña, se creó la Agencia Nacional del Petróleo, que es el órgano que regula las actividades petroleras y en el año 1999 se iniciaron las rondas petroleras. Todo esto dio como resultado que en el año 2007 se descubriera el yacimiento Lula, uno de los más grandes del mundo. A partir de ese descubrimiento se empezó a desarrollar alrededor de ese yacimiento, hasta lo que se conoce como el Presal con una longitud total de 150,000 kilómetros cuadrados, de los cuales PETROBRAS tiene los derechos de exploración y de producción en el 16% del espacio, es decir, 23,800 kilómetros cuadrados (PETROBRAS, s.f.).⁵⁸

Durante este siglo la producción de gas natural en Brasil ha estado incrementando, el dinamismo que ha tenido su industria de petróleo y de gas después de la reforma de mediados de los 90, se ve claramente en la producción (Figura 3-6). Presal fue hallada después de más de 12 años desde la reforma, tras más de 8 años de licitaciones, en un trabajo en conjunto entre la empresa estatal brasileña y las empresas privadas.⁵⁸

Si bien es PETROBRAS el que tiene la mayoría de las concesiones para realizar las actividades de extracción, esta empresa desarrolla tecnología propia para poder extraer el hidrocarburo en profundidades que llegan a superar los 7,000 metros. Éstas van desde supercomputadoras, el uso de inteligencia artificial para la caracterización del yacimiento, el Sistema Submarino de Separación de Alta Presión (HISEP) con el cual se separa y almacena el CO₂ del petróleo y el gas natural para posteriormente ser reinyectado al yacimiento, avances en la eficiencia energética en las plataformas de almacenamiento y de producción, éstas están totalmente electrificadas y así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, entre otras (PETROBRAS, s.f.).⁵⁸

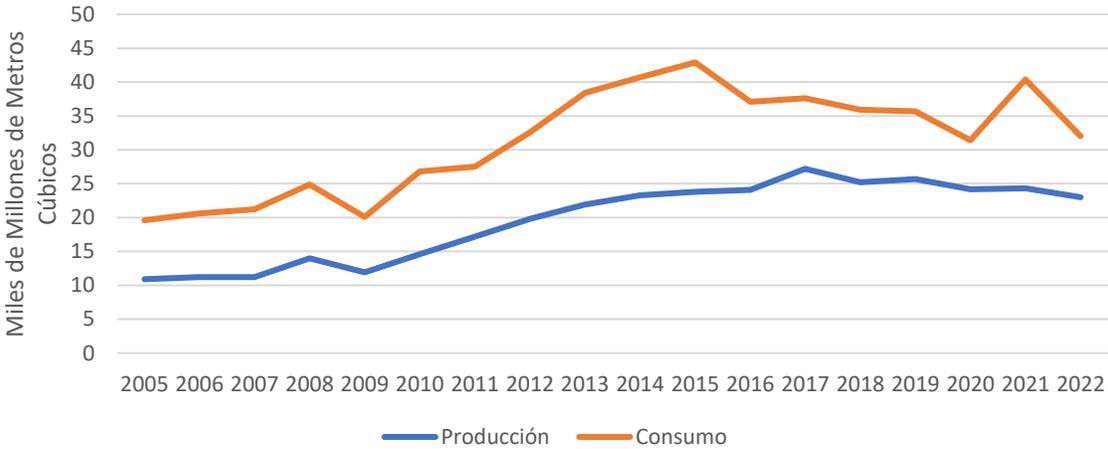


Figura 3-6. Producción y Consumo de Gas Natural de Brasil en el año 2022. (Elaboración propia con datos de BP y Energy Institute).^{60, 61}

La producción de Presal es mayormente de petróleo, pero aun así Brasil produce alrededor del 60% del total de su consumo, el resto lo cubre por medio de importaciones (Figura 3-7), que son el restante 40%. La mayoría de éstas son por medio de gasoducto, en el año 2022 Bolivia fue el principal origen de las importaciones brasileñas de este tipo. La demanda restante se cubre

importando gas natural licuado, siendo los Estados Unidos el principal país del cual Brasil importa el hidrocarburo, también están países como Qatar, Nigeria, España. Pero en general la mayoría del consumo de gas natural lo cubre con producción propia, lo cual ayuda a tener mayor seguridad energética, además de que resalta la importancia de que en ese país se continuará con las licitaciones, logrando que su empresa paraestatal colabore con el sector privado, teniendo visión de futuro, sabiendo que eso traería éxitos con el pasar de los años.⁵⁹

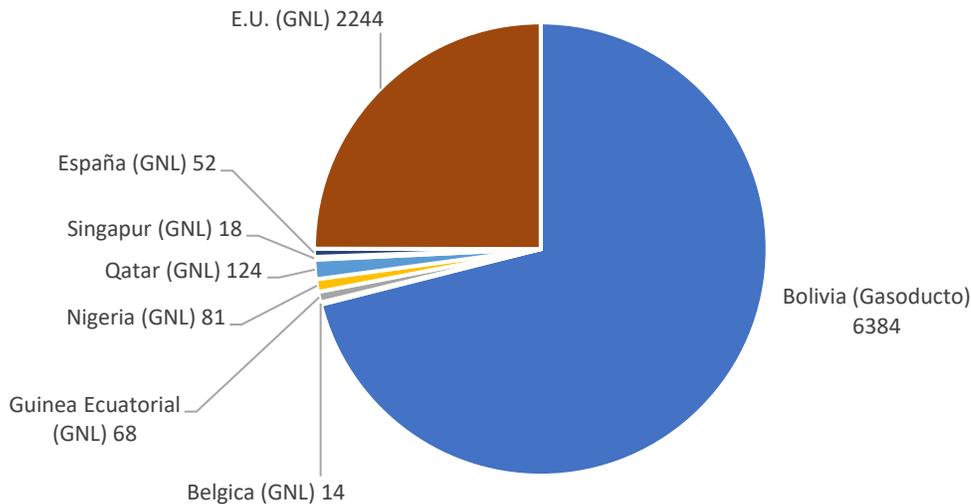


Figura 3-7. Importaciones de Gas Natural de Brasil en [MMm3] por País en el año 2022. (Elaboración propia con datos de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles).

59

Se tiene que buscar como producir teniendo un equilibrio entre la inversión pública y privada, lamentablemente Pemex no produce tecnología propia, por lo tanto, es natural que se busque asociarla con empresas privadas que cuenten con ella, además de que tengan experiencia en la parte en donde Pemex no la tiene, que son las aguas profundas y ultraprofundas. También se tiene que buscar que se haga la transferencia de tecnología para que Pemex pueda en un futuro hacer las operaciones por sí solo, pero es todavía más importante buscar desarrollar tecnología propia, ya que en nuestro país es común buscar que sea Pemex quien se encargue de las actividades petroleras.

3.3 Poco volumen de almacenamiento de gas natural.

México es vulnerable a eventos externos que puedan afectar el suministro de gas natural, como son alguna falla técnica, interrupción del servicio por alguna inclemencia climática o ya sea por factores geopolíticos. Al tener una infraestructura reducida para el almacenamiento de gas natural, provoca que no se pueda garantizar la seguridad energética del país. En México hay tres terminales de almacenamiento ubicadas en Altamira Tamaulipas, Manzanillo Colima y en Ensenada Baja California (Tabla 3-2). Las tres terminales tienen una capacidad conjunta de 920,000 metros cúbicos, aproximadamente 32.50 millones de pies cúbicos de gas natural licuado (SENER, 2018). Como se mencionó anteriormente en el presente trabajo, en el país se tiene almacenamiento para un aproximado de 2.4 días. “La Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural

establece como una obligación construir como mínimo un inventario de 5 días de almacenamiento de gas natural (45 billones de pies cúbicos) para el año 2026” (SENER, 2018).^{42, 49}

Tabla 3-2. Capacidad de Almacenamiento y Regasificación en el País.

Terminal	Capacidad Instalada de Regasificación [MMPCD]	Capacidad de Almacenamiento [m ³]
Terminal de GNL Altamira Tamaulipas	670-1119	10,59
Terminal Ensenada Baja California	1000-1300	11.30
Terminal Manzanillo Colima	500	10.59

Nota. Modificado de CNH, 2018.⁶

Durante el año 2018 se pretendía licitar 4 campos para almacenamiento subterráneo de gas natural en yacimientos dictaminados como económicamente inviables. Los cuales eran el Campo Acuyo ubicado en el estado de Chiapas, el Campo Brasil ubicado en el estado de Tamaulipas, el Campo Jaf ubicado en el estado de Veracruz y el Campo Saramako ubicado en el estado de Tabasco. Pero estos campos no se licitaron sin ningún motivo aparente, impidiendo que se pueda mejorar la situación en cuanto al almacenamiento en México.⁴⁸

El no tener esa reserva de gas natural para poder hacer frente a cualquier inclemencia que afecte el suministro ocasiona que en el país se trabaje a diario con esa incertidumbre, sumado a que alrededor del 60% de las importaciones de gas natural de México es usada por la CFE para la generación de electricidad. Si por alguna razón se interrumpe el flujo de gas hacia México el impacto que tendría va a ser enorme. Como lo sucedido en el año 2021 con las nevadas en el estado de Texas. Como resultado de estas se vio interrumpido el suministro de gas hacia México, causando que alrededor de 5 millones de personas de personas se quedaran sin electricidad, además de generar apagones intermitentes a otros 12 estados del país (BBC News Mundo, 2021). Aunque el problema fue solucionado dejó muchas interrogantes, desde plantear seriamente aumentar el inventario de almacenamiento en nuestro país y buscar diversificar las importaciones de gas natural de México.⁶⁴

3.4 Aumentar el inventario de almacenamiento de gas natural.

México en la reforma energética buscó que el país tuviera un mayor inventario de almacenamiento de gas natural. En la Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural la SENER estableció la meta de 5 días de almacenamiento de gas para el año 2026. Además de que el almacenar el gas en yacimientos económicamente inviables es la manera más competitiva de almacenar el gas natural en comparación con las demás, como lo indica la Tabla 3-3. Con el cambio en la administración federal se aumentó la importación de gas natural procedente de los Estados Unidos. En cambio, el almacenamiento de gas natural no se buscó incrementar, como se dijo anteriormente, las licitaciones de los campos económicamente inviables para almacenamiento subterráneo no se realizaron.⁴⁹

Tabla 3-3. Costos de Almacenamiento de Gas Natural por tipo de Tecnología. Dólares por Millón de BTU de Gas de Trabajo (USD/MMBTU).

Tecnología	Costo de Capital (Totales)		Costos Operativos (Anuales)	
	Desde	Hasta	Desde	Hasta
Gas Natural Licuado	55.50		11.09	
Cavernas Salinas	13.20	21.62	0.24	0.41
Acuíferos Confinados	11.90	13.96	0.19	0.23
Yacimientos no económicamente viables para la extracción de hidrocarburos	9.16	13.90	0.14	0.23

Nota. Modificado de IMCO, 2022.¹¹⁶

En el contexto actual de la guerra en Europa, ejemplifica la importancia de tener un buen inventario de almacenamiento de gas natural, ya que en aquel continente muchos países dependían en gran medida del gas ruso, pero por las sanciones impuestas a Rusia, muchos países europeos buscaron sustituir el gas de ese país. Pero en la medida en que se acercaba el invierno y en Europa se quedaban sin suministros de gas, en el corto y mediano plazo tuvieron que buscar aumentar su inventario de gas natural para poder hacer frente a la demanda que traerían las bajas temperaturas invernales.

En junio del año 2023 el director del CENAGAS Abraham David Alipi Mena, comentó en el portal de noticias Bloomberg Línea que para finales de junio de ese año se lanzaría la licitación del campo Jaf, ubicado en el estado de Veracruz, el yacimiento tiene una capacidad de 17,000 millones de pies cúbicos. La inversión estimada para el proyecto está entre 200 y 250 millones de dólares, comentó el director del CENAGAS. Se estima que el proyecto iniciará operaciones entre 2026 y 2027 (BloombergLínea, 2023).⁶⁵

Se necesita que haya proyectos como este para poder tener seguridad energética, puesto que el país ya experimentó una situación que ocasionó que el suministro de gas natural hacia nuestro país se viera interrumpido, esto puso en jaque la política actual que se tiene con respecto al gas natural, el mismo director comentó que la capacidad de almacenamiento que tiene el yacimiento equivale a un inventario para 4 días de demanda de gas (Bloomberg Línea, 2023). Con esto se aumenta el inventario de almacenamiento, pero se tiene que complementar con un incremento de producción nacional. Pero el hecho de ya tener una forma de aumentar el volumen de almacenamiento es una señal en la dirección correcta, solo falta hacer las licitaciones que se suspendieron en el año 2018 de los campos Brasil, Acuyo y Saramako.⁶⁵

3.5 No desarrollar el gas no convencional.

Una de las directrices de la administración pasada fue prohibir el Fracking (Fracturamiento Hidráulico). Con la cancelación de la Ronda 3 el desarrollo de los campos no convencionales que se ubican en el norte del estado de Tamaulipas se vio interrumpido. Si bien para poder realizar esta actividad se requiere de grandes cantidades de agua y muchos de los campos se encuentran en estados donde la disponibilidad de este recurso es limitada, lo cual dificulta su implementación. Pero por otro lado los campos convencionales que llevan décadas de producción están en una etapa de declinación (Figura 3-8), con ello la producción de gas no está aumentando lo suficiente como para intentar cubrir la demanda interna, lo que ocasiona que se tenga que importar más gas para poder cubrir la creciente demanda de gas que se tiene en el país.

Si bien el desarrollo de estos yacimientos puede tener consecuencias ecológicas tales como la contaminación de mantos acuíferos como resultado de las actividades, el daño en los suelos para uso agrícola (si es que los yacimientos se encuentran en éstos), es necesario considerar invertir en investigación para poder explotarlos y al mismo tiempo intentar no causar grandes daños al medio ambiente como los antes mencionados. El ejemplo más claro son los Estados Unidos, desde que sus campos no convencionales comenzaron a producir de gran manera no solo pudieron cubrir su propia demanda, sino que empezaron a exportar gas natural convirtiéndolo en el mayor exportador de gas natural licuado en el mundo. Esto es para tratar de reflexionar sobre la industria del gas natural nacional, el desarrollo de nueva tecnología es necesario para poder hacer más competitivo el gas natural mexicano, ya que en estos momentos es más barato importarlo de los Estados Unidos que extraerlo de los yacimientos que están en el territorio nacional.

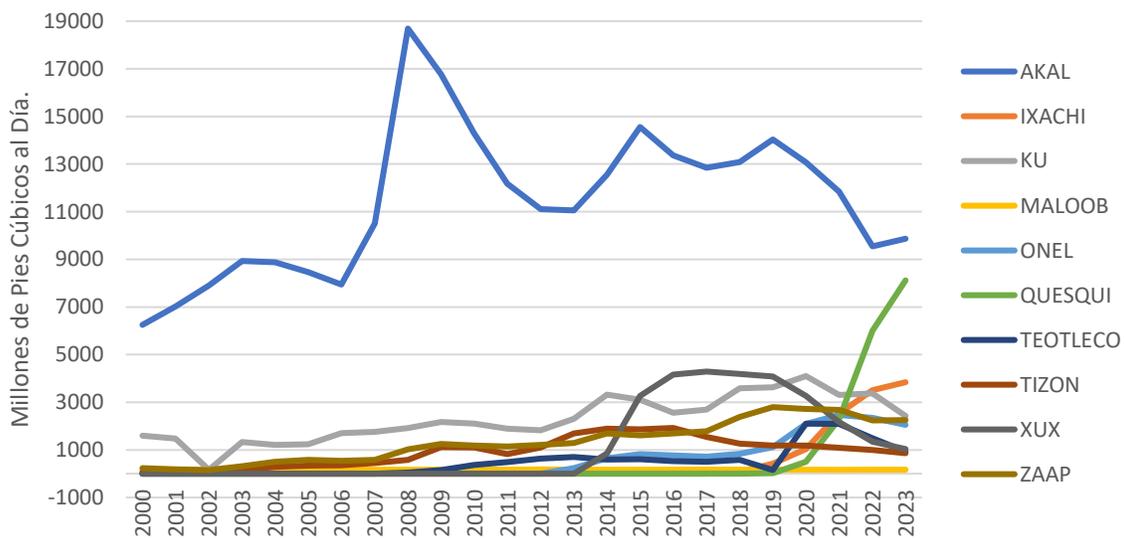


Figura 3-8. Producción de Gas Asociado de los Principales Yacimientos en México. (Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos).⁵¹

3.6 Hacer más competitivo el gas no convencional.

El tema de los yacimientos no convencionales en México es complicado, ya que por política no se desarrollan, los problemas que traen consigo son grandes, desde la parte del recurso hídrico que no es un tema menor. Con las sequías que han estado pasando en los últimos años, sumado al cambio

climático, esto se prevé que pueda agudizarse. Si se añade que gran parte de las reservas no convencionales del país se encuentran en estados donde el agua es escasa como lo son Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Aunque, en los recientes años hay avances en la reutilización del agua producida por las actividades de extracción de petróleo y gas. Un ejemplo es el estado de Texas en los E.U. donde se ha incrementado esa reutilización del agua producida. El presidente de la Asociación de Productores Independientes y Propietarios de Regalías de Texas (TIPRO, por sus siglas en inglés), comentó en el portal OA online que en ese estado se están haciendo grandes avances en lo que respecta en uso responsable del agua en los campos petroleros en ese estado, un ejemplo es que aproximadamente 11 millones de los 14 millones de los barriles de agua que se produce al día en las cuencas Delaware y Midland son reciclados. Ya sea para reinyectarse en los campos o para otros usos industriales como en las torres de enfriamiento en las centrales eléctricas (OA online, 2024).⁶⁸

Para poder usar el agua de manera razonable y reutilizarla al máximo se requiere de inversión, tanto para el tratamiento, el almacenamiento y en su caso el transporte, para ello se requiere que colaboren tanto empresas públicas y privadas para asegurar el éxito.

Las reservas se localizan en las cuencas de Burgos, Sabinas y Tampico-Misantla. Al ser los estados los que tienen la mayoría de la reserva de gas natural no convencional, pero al mismo tiempo son estados que cuentan con poca disponibilidad de agua, hace que la idea de querer desarrollar los campos no sea tan viable. La Tabla 3-4 muestra los recursos prospectivos no convencionales de las principales cuencas.

Tabla 3-4. Recursos Prospectivos No Convencionales a marzo del 2021.

	Petróleo Crudo Equivalente [MMB]	Petróleo [MMMB]	Gas Húmedo [MMMMPC]	Gas Seco [MMMMPC]
Burgos	10.8		9.5	44.3
Cretácico Superior	1.9	9.5		
Jurásico Superior	8.9			44,3
Tithoniano				
Sabinas-Burro-Picachos	14	0.6	6.6	60.4
Cretácico Superior	7.1	0.6	6.6	26.3
Jurásico Superior	6.8			34.1
Tithoniano				
Tampico-Misantla	38.9	34.8	20.7	
Cretácico Superior	14.5	13	7.6	
Jurásico Superior	4	4		
Oxfordiano				
Jurásico Superior	20.4	17.8	13.1	
Tithoniano				
Veracruz	0.6	0.6		
Cretácico Superior	0.6	0.6		

Nota. Modificado de CNH, 2021.⁶⁹

En el año 2022 la Comisión Nacional de Hidrocarburos realizó un estudio acerca de la viabilidad económica de explotar los hidrocarburos no convencionales. Para estimar el volumen de hidrocarburos a recuperar la CNH asume que la incorporación se hace al momento de su descubrimiento y que los volúmenes se explotan en su totalidad. De acuerdo con las características de cada provincia petrolera, se hicieron estimaciones de producción e inversión a nivel proyecto. Únicamente como una parte de los múltiples proyectos que se pueden realizar en cada provincia (CNH, 2022). La Tabla 3-5 muestra los volúmenes a recuperar, con los cuales se realizaron el estudio.

70

Tabla 3-5. Volúmenes a recuperar.

Provincia	Hidrocarburo	Volumen Estimado a Recuperar
Burgos	Gas Seco	348 [MMMPC]
Burgos	Gas Húmedo	421 [MMMPC]
Sabinas-Burro-Picachos	Gas Seco	232 [MMMPC]

Nota. Modificado de CNH, 2022. ⁷⁰

Para poder definir los costos unitarios se establecieron tres escenarios: bajo, medio y alto. Estos estarán en función de la productividad que se espere por pozo, básicamente de la máxima recuperación esperada (EUR), la Tabla 3-6 muestra cuanto gas se pretende recuperar dependiendo el escenario del que se trate, teniendo un EUR mínimo de 3.5 [MMMPC] en el escenario bajo, hasta un EUR máximo de 16.4 [MMMPC] en el escenario máximo. Se consideran gastos de operación con valores unitarios de 1.4 [USD/MPC] para el gas. La tabla muestra los costos por pozo, la recuperación máxima por escenario en cada una de las provincias. ⁷⁰

Tabla 3-6. Premisas Técnicas y Económicas.

Provincia	Costo promedio del pozo exploratorio (MMUSD)	Costo promedio del pozo de desarrollo (MMUSD)	Máxima recuperación esperada por pozo (EUR) y por escenario (MMMPC)		
			Bajo	Medio	Alto
Burgos	14	8.3	3.5	9.7	16.4
Sabinas-Burro-Picachos	14	8.3	3.5	9.7	16.4

Nota. Modificado de CNH, 2022. ⁷⁰

Teniendo esto en cuenta se debe considerar cuántos pozos se requieren para poder extraer ese volumen de gas, naturalmente dependiendo la cantidad de pozos requeridos será la cantidad de inversión que se va a requerir para poder realizar cada proyecto. Podemos ver el ejemplo de la cuenca de Sabinas en donde se pretende extraer un volumen de 234.5 [MMMPC], el escenario bajo se considera que cada pozo tendría una recuperación estimada de 3.5 [MMMPC/POZO] y un total de 67 pozos a realizar, dando una inversión de 1,034 [MMUSD], Mientras que en el escenario alto se pretende realizar 14 pozos, con una recuperación máxima de 16.4 [MMMPC/POZO] y una inversión de 595 [MMUSD]. La Tabla 3-7 muestra el número de pozos y el costo total por proyecto dependiendo el escenario por provincia y el hidrocarburo que se pretenda extraer. ⁷⁰

Tabla 3-7. Número de Pozos Considerados y Costos Totales por Proyecto.

Provincia	Hidrocarburo Principal	Número de pozos considerados			Costos totales (MMUSD)		
		Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
Burgos	Gas Seco	100	36	21	1533	1002	878
Burgos	Gas Húmedo	121	43	26	1848	1201	1060
Sabinas-Burro-Picachos	Gas Seco	67	24	14	1034	678	595

Nota. Modificado de CNH, 2022.⁷⁰

Estos costos solo consideran la extracción de los hidrocarburos, no considera el transporte del gas ni la aplicación de algún régimen fiscal (CNH, 2022). El resultado de la evaluación son los costos unitarios promedios que se estiman para poder desarrollar las provincias. Analizar el costo unitario con respecto al volumen extraído es un indicador de la viabilidad económica de cualquier proyecto petrolero. Si se compara con el precio referencia del gas en la región (en el caso de América del Norte es el precio de Henry Hub) se puede hacer una estimación de que tan viables son los escenarios planteados en este análisis, si el costo es menor que el precio de referencia, entonces el proyecto se considera viable.

La Figura 3-9 muestra el costo unitario de cada escenario, se observa que estos costos tienen un intervalo de valor que va de los \$2 [USD/MMBTU] hasta los \$4.30 [USD/MMBTU], en el año 2023 el precio de Henry hub tuvo un precio promedio de \$2.53 [USD/MMBTU], si vemos los escenarios que se presentan notamos que ese precio entra en el intervalo que se mencionó, con lo cual se puede concluir que es viable extraer esa reserva, pero aun así es necesario contar con un mayor estudio de esos campos para poder hacer rentable la extracción del gas.⁷⁰

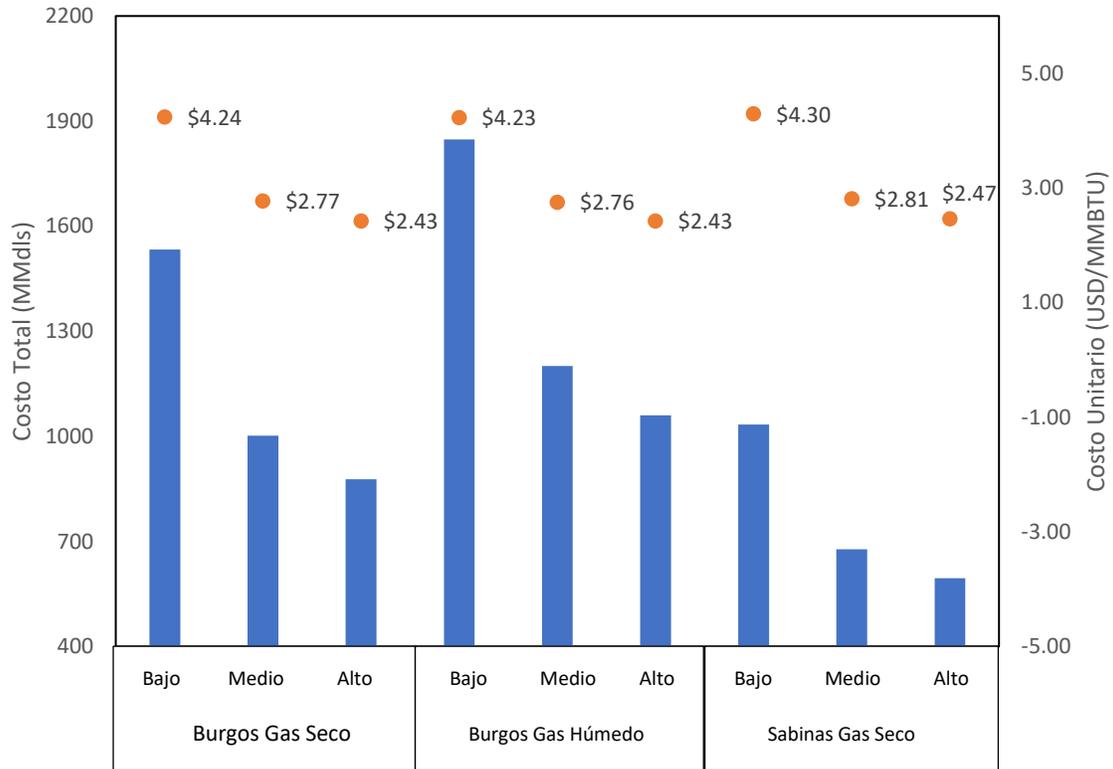


Figura 3-9. Costos Estimados de Producción. (Modificado de CNH, 2022).⁷⁰

Las barras azules muestran el costo total de cada escenario. Se tienen tres diferentes: uno bajo, uno medio y por último uno alto. Como se mencionó cada escenario depende de la máxima recuperación esperada de los pozos y de la cantidad de estos. En el escenario bajo considera la recuperación más baja y la mayor cantidad de pozos para poder recuperar los recursos que se consideran, éste tiene el costo más alto de los tres escenarios. En cambio, el escenario alto contempla la mayor recuperación esperada y la menor cantidad de pozos a realizar para recuperar ese volumen. Los costos de extracción es la forma en que se puede tener una idea de si realizar estos proyectos es rentable. Otro punto realmente importante es el precio marcador en Norteamérica, que es Henry Hub, comparando los costos de extracción con ese precio podemos ver que es rentable.

Dentro de este mismo sentido es importante analizar las proyecciones del precio a futuro del principal marcador en nuestra región, que es Henry hub. Dentro de los próximos años podemos ver que se tiene la idea que el precio spot aumente (Figura 3-10), notamos que en la década del 2030 el precio tendería a crecer. Si bien esto es derivado de análisis matemáticos y pueden ocurrir imprevistos que cambien esta tendencia ya sea eventos climáticos, fluctuaciones en la oferta o la demanda, cuestiones geopolíticas, etc. El propósito de estos estudios es demostrar que si se pueden hacer proyectos que sean rentables y que puedan ser sostenibles en el futuro. Pero es necesario tener un cambio en la visión de los proyectos de gas, no verlos como una pérdida de dinero, sino que si se hacen correctamente pueden dejar ingresos al país y sobre todo dar mayor seguridad energética.

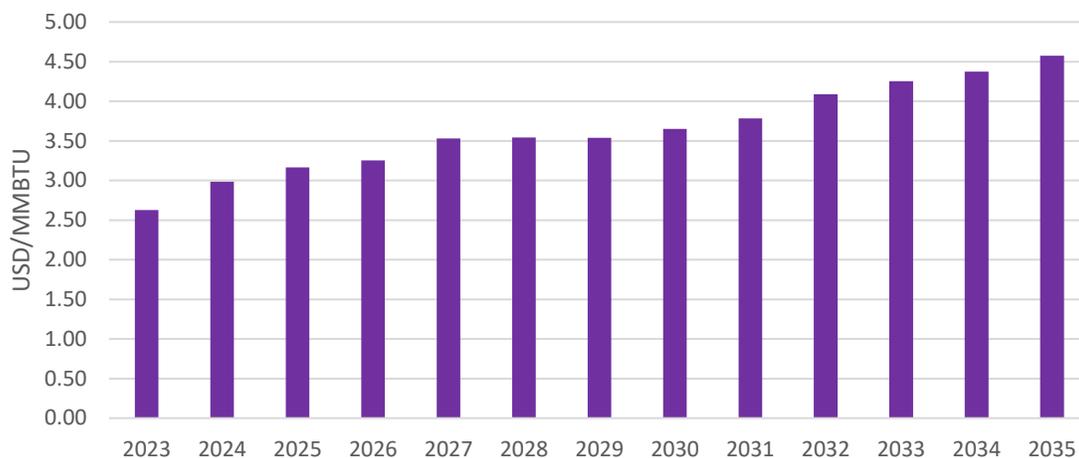


Figura 3-10. Pronostico del Precio de Henry Hub hasta 2035. (Elaboración propia con datos de INCORRYS).⁷¹

Se tiene que buscar la mejor manera de producir los shale gas (gas en lutitas), aunque se necesita más información no solo de exploración, sino que se requiere evidencia empírica, el hecho de poder desarrollar un campo puede dejar mucha información de cómo explotar correctamente estos campos. Al igual que en los yacimientos en aguas profundas es necesaria la colaboración entre el sector privado y el estado mexicano. Buscar asociaciones con empresas que tengan la tecnología para extraer de la mejor manera estos yacimientos ayudarán a Pemex a poder en un futuro explotarlos por sí solo.

3.7 México debe diversificar las fuentes de suministro.

Desde hace años México es el principal destino de las exportaciones del gas natural estadounidense, la cercanía entre ambas naciones y los bajos precios que tiene el gas en el país norteamericano hacen que México busque cada vez más aumentar las importaciones desde ese lugar. En el año 2019 México importó alrededor de 5.5 [MMMPCD] de gas natural desde Estados Unidos, significó un aumento del 176% con respecto al 2014 (EIA, 2020). Durante el 2021 el total de las importaciones por medio de gasoductos fueron en su totalidad de Estados Unidos, por gas natural licuado fue el mismo volumen que se importó desde aquel país y de Indonesia (Tabla 3-8).⁷⁴

Tabla 3-8. Importaciones Mexicanas de Gas Natural por Tipo y País.

País	Gasoducto [MMMm ³]	GNL [MMMm ³]
Estados Unidos	58.7	0.4
Trinidad y Tobago	0	0.1
Indonesia	0	0.4
Total	58.7	0.9

Nota. Elaboración propia con datos de BP Statistical Review of World Energy 2022.⁶¹

Esta situación hace que el mercado de gas natural en nuestro país sea susceptible a factores que puedan afectar el suministro, como las heladas que se dieron en el sur de los Estados Unidos, específicamente en el estado de Texas, derivado de este evento climatológico los ductos de gas se congelaron, además dejó sin luz al estado por varios días, lo que provocó que se tuviera que cortar

el suministro de gas hacia otros estados de ese país y también hacia México. Como consecuencia de esto, estados del norte como Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas se vieron afectados con apagones debido al corte en el suministro de gas. Derivado de estos problemas en la semana del 15 al 19 de febrero del año 2021 (Figura 3-11) los precios del gas natural se dispararon, pasando de 3 [USD/MMBTU] hasta los 21 [USD/MMBTU]. Esta es una muestra del porque es necesario cambiar la tendencia que se tiene en cuanto a las importaciones y buscar diversificarlas.⁵⁵

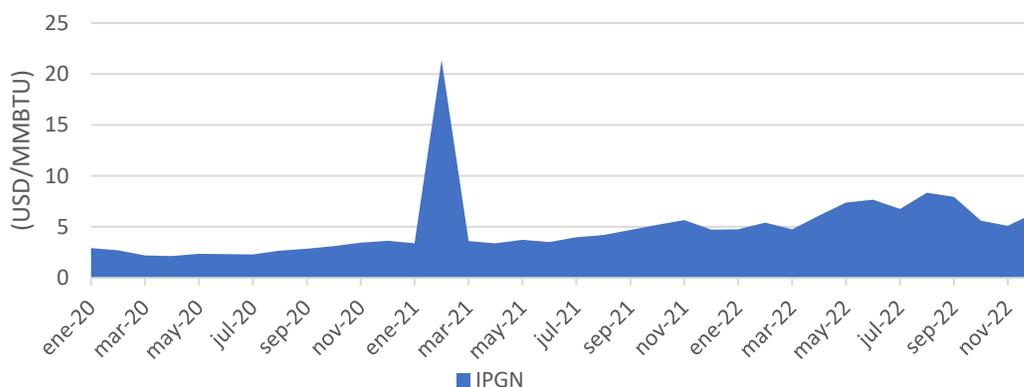


Figura 3-11. Precios del Gas Natural en México. (Elaboración propia con datos de la Comisión Reguladora de Energía).⁵⁵

La situación se pudo resolver, pero provocó que la CFE gastará solo en compras de gas alrededor de 65,000 millones de pesos (Estrada J., Rodríguez V. y Ventura V., 2022), la deuda se prorrateo a dos años posteriores, con la finalidad de no incrementar las tarifas eléctricas. Situaciones como esta exigen una reflexión acerca de cómo se está llevando la industria nacional del gas natural. Se tiene que contar con un mayor inventario de gas natural, apoyado de un incremento en la infraestructura para el transporte de gas natural. Del mismo modo es imprescindible que la producción nacional aumente para poder reducir el riesgo de fallas en el servicio eléctrico por la intermitencia en el suministro de gas natural.⁷⁵

Por otro lado, también se tienen que buscar incrementar el volumen de importación de gas de otros países, como se expuso antes, México importa gas natural licuado de otros dos lugares, pero no son suficientes, otros países importan gas de varias naciones diferentes, para así minimizar el riesgo en caso de que falle el suministro de algún punto acordado. Nuestro país podría buscar replicar eso. Además, si se cuenta con mejor distribución de gas y un almacenamiento adecuado, se podrá tener una mayor seguridad energética, que es lo que se busca.

3.8 Mejorar la infraestructura existente de gas en México.

Uno de los grandes problemas que tiene nuestro país con relación al gas natural es la seguridad energética, la infraestructura con la que se cuenta es insuficiente para poder cubrir todo el territorio, además de que con el aumento de la demanda proyectada en los años venideros, ésta no podrá cubrirla por lo cual es necesario mejorarla. Como lo mostramos antes en este trabajo, en los Estados Unidos su industria del gas natural está soportada por una gran infraestructura de transporte y distribución de gas. Partiendo de las cuencas productoras se transporta el gas tanto dentro del estado como hacia otros, esto se hace mediante una enorme red de gasoductos. En contrapartida en nuestro país no sucede así, regiones como el sureste no cuentan con la misma distribución que la región norte o la central.

“Antes de la Reforma del año 2017 la Comisión Reguladora de Energía otorgaba permisos para la distribución de gas en una zona geográfica específica. Las zonas geográficas (Figura 3-12), eran 30 bajo el control de 44 permisionarios” (CNH, 2018). Un problema es que estas zonas no contaban con el total de cobertura que originalmente se planteó (Tabla 3-9), ya que el desarrollo de la infraestructura fue lento, esto debido a problemas en la construcción de ésta, debido a que conseguir permisos y licencias por parte de los municipios donde pasarían, en ocasiones era complicado, por lo cual no se pudo usar el total de la capacidad planeada.⁶



Figura 3-12. Zonas Geográficas de Distribución de Gas. (Modificado de CNH, 2018).⁶

Las Zonas Geográficas de Distribución no cubrieron el total de los usuarios que originalmente tenían planeadas, esto repercute directamente en la disponibilidad del gas a los consumidores finales. En nuestro país se tiene que hacer llegar el gas hasta todo el territorio, puesto que hay estados sin acceso al gas como son: Baja California Sur, Chiapas, Guerrero y Nayarit, a la par Morelos y Zacatecas registran un consumo marginal. Para tener mayor crecimiento económico primero hay que asegurar que las regiones o los estados en los que se pretende invertir tengan acceso a energía de bajo costo para que con ella se pueden instalar industrias y se generen empleos. La Tabla 3-9 muestra la cobertura que tuvieron las principales zonas geográficas de distribución de gas en México.

Tabla 3-9. Cobertura de las Principales Zonas de Distribución de Gas en México (Número de usuarios).

ZGD	Cobertura Objetivo	Cobertura a 2016	% de Avance
Mexicali	25,346	24,657	97%
Chihuahua	51,453	114,567	223%
Sonora	26,250	Sin avance	ND
Saltillo	40,027	96,510	241%
Toluca	47,279	38,423	81%
Río Pánuco	28,338	8,478	30%
Norte de Tamaulipas	36,447	5,922	16%
Monterrey/GNM	557,052	838,077	150%

D. F. (Ciudad de México)	439,253	484,318	110%
Valle Cuautitlán- Texcoco	374,698	51,921	14%
Querétaro	50,001	18,980	38%
Bajío (Bajío + Bajío Norte)	128,099	171,673	134%
La Laguna – Durango	50,084	50,866	102%
Puebla – Tlaxcala	68,196	34,761	51%
Guadalajara	180,558	12,788	7%
Occidente	28,954	Sin avance	ND
Veracruz	135,846	Sin avance	ND

*Nota. Modificado de CNH, 2018.*⁶

Esta estructura de distribución trae consigo problemas, al hacer que solo un permisionario tenga el control de cierta zona fomenta el monopolio, esto anula la competencia y también ocasiona que no se busque invertir para poder mejorar el servicio. Para cambiar la situación antes dicha, en el año 2017 “la Comisión Reguladora de Energía aprobó el acuerdo por el que se determina a todo el territorio nacional como Zona Geográfica Única para distribución de gas natural” (CRE, 2017). Aquí “se establece que todo el territorio nacional se considerará como una Zona Geográfica Única en cuestión de distribución de gas natural” (CRE, 2017), para no dar exclusividad a un permisionario en cierta zona y con ello lograr que el mercado tenga mayor competencia.

En nuestro país la zona que tiene más rezago en cuanto al acceso al gas natural es el sursureste, aun cuando en esta región se da la mayor producción de gas natural en México, además de que aquí están 7 de los 9 centros procesadores de gas con los que cuenta nuestro país. Por desgracia esta región es la que menos infraestructura de transporte de gas tiene, lo cual dificulta que este hidrocarburo pueda llegar a los consumidores y se aproveche para poder desarrollar esta zona que históricamente ha sido la más pobre del país.

En México se tiene que invertir en infraestructura para transportar el gas natural hacia todo el territorio, esto va a ayudar a tener mayor crecimiento económico. Para hacer de nuestro país un lugar atractivo para el capital privado, una parte fundamental es que el estado garantice el suministro de energía a un precio competitivo a las empresas que busquen invertir en nuestro país.

Otro ejemplo es el proyecto del Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec, el cual requerirá una gran cantidad de gas natural, “estimaciones del Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) indican que el proyecto requerirá un suministro de 11,300 millones de pies cúbicos de gas natural, equivalente a incrementar un 120% la distribución actual de gas natural” (Ortiz. J, 2023). Aparte para que se puedan llevar las actividades industriales que están planeadas, se requerirá por lo menos 20 [MMMPCGD], siendo que la infraestructura actual solo distribuye 9,000 millones de pies cúbicos al día. Teniendo en cuenta la gran dependencia que tiene México del gas natural estadounidense y que Petróleos Mexicanos tiene problemas para aumentar la producción de gas natural, el reto que enfrenta el país es enorme, pero es de suma importancia que se haga ya que esto va permitir que México pueda tener un crecimiento industrial, además de mejorar el bienestar de la población, puesto que al tener un abasto asegurado de gas natural la población que allí viva podrá tener no solo energía a un precio competitivo, sino también la posibilidad de tener mayores empleos.^{119, 120}

Otro problema que se suma es la quema del gas natural. Datos el Banco Mundial muestran que “México es el séptimo país que más quema gas natural en el mundo” (The World Bank, s.f.). Estimaciones del mismo organismo muestran que ese volumen ha aumentado en los últimos años y se concentra principalmente en la región sureste del país, Pemex en su informe de sustentabilidad asocia la quema del gas a problemas de infraestructura para poder ser aprovechado en las actividades de exploración y extracción (Pemex, 2021). La Figura 3-13 muestra el volumen de gas quemado en México.^{76, 77}

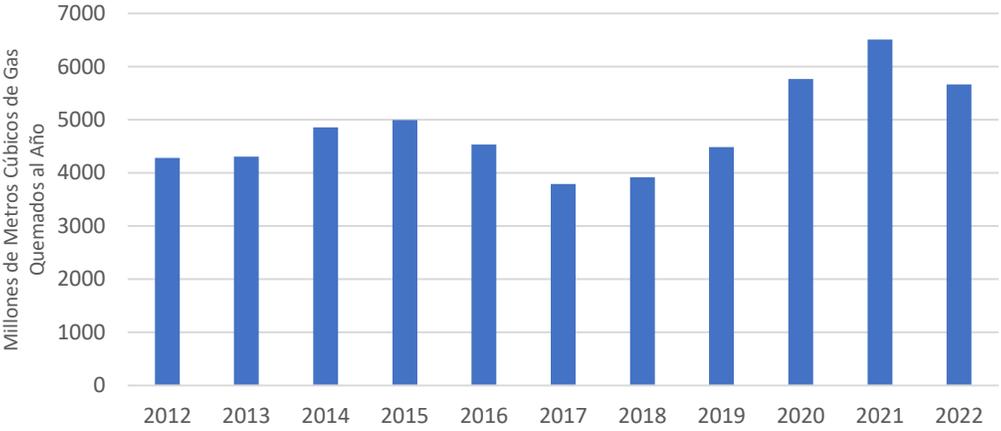


Figura 3-13. Volumen de Gas Quemado en México en el Periodo de 2012-2022. (Elaboración propia con datos del Banco Mundial).⁷⁷

Para poder mitigar estos problemas es necesario que se garanticen los recursos suficientes para que Pemex pueda implementar su Plan de Sostenibilidad publicado en el año 2024. En éste la empresa indica que para cumplir con el requerirá de los recursos necesarios, en éste estima que en el año 2024 requeriría entre el 14% y el 18% respecto del gasto de capital presupuestado (CAPEX) y del año 2025 al 2030 entre el 10% y el 14%. Ante esto es de gran importancia que se le asignen los recursos necesarios en el Presupuesto de egresos de la Federación para que su correcta implementación.⁷⁸

Dentro del Plan de Sostenibilidad, Pemex indica que tiene como meta alcanzar un 98% de aprovechamiento de gas en las actividades de exploración y extracción, además de dejar la quema rutinaria de gas para el año 2030. En este sentido es necesario sacar provecho del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA), para asegurar el correcto uso del gas ya sea para inyección, para consumo del operador o para transferencia y su posterior comercialización. Pero para que se vean resultados, se necesita de inversión en infraestructura tanto de transporte como de medición.⁷⁸

Este programa va a ayudar a Pemex a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, puesto que la mayoría de éstas son por quema de gas en las actividades de exploración y extracción, además de que se dan en gran medida en las instalaciones localizadas en la Sonda de Campeche y en el Golfo de México (Pemex, 2021). Pero como la misma compañía ya lo ha dejado claro requiere de los recursos para conseguir revertir esta situación.⁷⁶

3.9 Proyectos de infraestructura de gas natural en México.

En los últimos años en México han surgido algunos proyectos de gas natural, pero solo un proyecto es para explotar gas de los yacimientos nacionales, como lo es el caso del campo Lakach, aunque el proyecto se suspendió ya que Pemex decidió terminar el contrato con New Fortress Energy, la petrolera nacional busca seguir con el proyecto a la espera de encontrar un nuevo socio. “En julio de 2024, Grupo Carso firmó un Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción Lakach para asociarse con Pemex con una inversión estimada de 1,200 millones de dólares” (La Jornada, 2024). Proyectos como las plantas de Altamira y la de Puerto Libertad en Sonora destacan por la posibilidad de exportar gas natural licuado a dos grandes mercados que hay en el mundo como lo son Asia-Pacífico y Europa, esto no solo va a dejar dinero a la nación, también va a ser estratégico dada la importancia que tiene y tendrá el gas natural en los años venideros. Esto puede ser una gran oportunidad para usar gas producido en nuestro país, además del procedente de los Estados Unidos.

Los demás proyectos son para aumentar la importación de gas natural, enfatizando lo que venimos exponiendo en el presente trabajo, que las acciones que se toman son para aumentar la dependencia que tiene nuestro país del gas natural del exterior, dejando de lado el gas natural nacional. Muchos de estos proyectos son para poder abastecer de energía a otros que se están desarrollando y que en el futuro pueden ser muy importantes para el país, como es el caso del Tren Interoceánico o el Tren Maya. En esta parte expondremos esos proyectos tratando de verlos en una forma integral para ver la relación que algunos de éstos tienen entre sí.

3.9.1 Gasoducto sur de Texas-Tuxpan:

En junio del año 2016, “Infraestructura Marina del Golfo (IMG), sociedad conjunta entre TC Energía e IEnova ganaron la licitación por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para construir el gasoducto sur de Texas-Tuxpan, con una duración de 25 años” (TC Energía, s.f.), con una inversión de 2,100 millones de dólares.^{84, 85}

“El proyecto abarca desde el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento del gasoducto. Con una capacidad de 2,600 [MMPCD], tiene una extensión de 772 kilómetros y cuenta con un diámetro de 42 pulgadas” (Proyectos México, 2024). Es un gasoducto marino que iniciará cerca de la ciudad de Brownsville en Texas, se interconecta con el gasoducto Nueces-Brownsville, este gasoducto cubrirá las necesidades de gas de Veracruz y Tamaulipas, en específico la demanda de gas de las plantas de generación que se ubican en esos estados. El proyecto inició operaciones el 17 de septiembre de 2019 (Figura 3-14).^{84, 85}



Figura 3-14. Localización del Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan. Fuente: TC Energía.^{84, 85}

3.9.2 Gasoducto Puerta al Sureste:

La construcción del gasoducto fue el resultado de la asociación entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y TC Energía, con una inversión de más de 4,500 [MMUSD], “consiste en la construcción de un gasoducto submarino que iniciará en Tuxpan Veracruz, hasta los puntos de entrega en Coatzacoalcos Veracruz y en Paraíso Tabasco” (TC Energía, s.f.). Con una longitud de 715 kilómetros, transportará 1,300 millones de pies cúbicos por día (Figura 3-15), con un diámetro de 36 pulgadas. Se prevé que entre en operación en el año 2025.^{86,87,88}

El gasoducto es parte del proyecto de la CFE para llevar el gas desde el sur de Texas hasta la Península de Yucatán, donde “se suministrará gas a las dos plantas de ciclo combinado que actualmente están en construcción, Mérida IV (499 MW) y Riviera Maya (1,020 MW)” (CFE, 2023). Con éstas se suministrará energía al Tren Maya y al estado de Yucatán. Además de suministrar gas natural al gasoducto interoceánico.^{86,87,88}

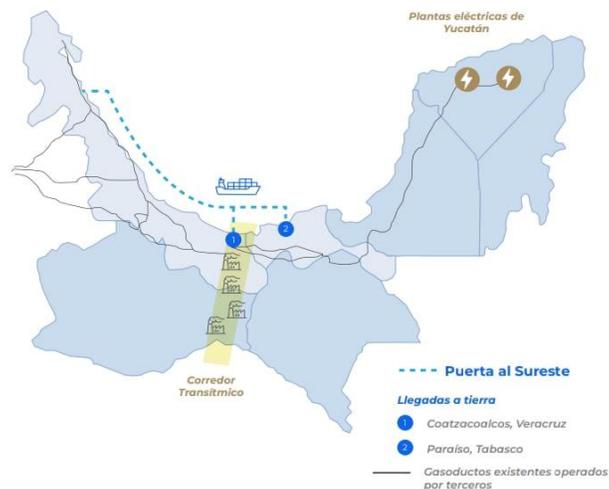


Figura 3-15. Localización del Gasoducto Puerta al Sureste. Fuente: TC Energía.^{86, 87}

3.9.3 Gasoducto Energía Mayakan:

“El gasoducto tiene una longitud de 700 km, parte desde el estado de Tabasco hasta Yucatán. Transporta 250 [MMPCD]” (EL CEO, 2024), (Figura 3-16). Es propiedad de la empresa Engie, siendo el responsable de la construcción y operación del mismo. La Comisión Federal de Electricidad colabora en el proyecto garantizando el suministro de gas natural, además mediante este gasoducto se garantiza que el estado de Yucatán tenga acceso al gas natural.

En marzo de 2024 las empresas Engie y la Comisión Federal de Electricidad firmaron el convenio para ampliar el gasoducto Mayakan. Con esto se busca ampliar la capacidad de transporte del mismo, pasando de 250 [MMPCD] a 567 [MMPCD] de gas natural, igualmente se construirán 3 nuevas estaciones de compresión y 3 nuevas de medición. También se busca que en futuro se pueda extender hasta Cancún Quintana Roo.

Con este proyecto se busca abastecer de gas natural a las centrales de ciclo combiando que se encuentran en el estado de Yucatán. Las centrales Mérida con 499 MWh de capacidad de generación y Valladolid 3 con 525 MWh de capacidad de generación.^{88, 89, 90}



Figura 3-16. Localización del gasoducto Energía Mayakan. Fuente: Energía Mayakan.⁸⁹

3.9.4 Gasoducto Jáltipan- Salina Cruz (Gasoducto Transístmico):

Este proyecto se construye para atender la demanda del corredor transístmico (Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec), además de la planta de licuefacción de gas natural en el puerto de Salina Cruz, con la cual se espera se pueda exportar gas natural hacia el continente asiático, así como hacia países de Centroamérica como Guatemala y Honduras. (Figura 3-17). “El gasoducto partirá desde la localidad de Chinameca en Veracruz y finalizará en el puerto de Salina Cruz en Oaxaca” (Proyectos México, 2024).^{91, 92}

Además, con el plan del corredor de Istmo de Tehuantepec se pretende atraer inversiones en “11 vocaciones industriales: automotriz, agroindustria, eléctrica electrónica, semiconductores, dispositivos médicos, industria farmacéutica, equipo de generación y distribución de energía eléctrica, maquinaria y equipo, tecnologías de la información, industria de metales y petroquímica” (Ortiz Jimena, 2023). Se pretende que se muevan 1.4 millones de contenedores al año. El Gobierno Federal para estimular la inversión, afirmó que las empresas recibirán una reducción del 100% del

Impuesto Sobre la Renta durante tres años y hasta un 90% durante los siguientes tres años bajo la condición de cumplir con determinado número de empleos creados.¹²⁰

Se espera que entre en operaciones en el año 2024, “con una inversión de 440 millones de dólares aproximadamente, tendrá una longitud de 247 kilómetros, con un diámetro que podría ser de entre 30 y 36 pulgadas” (SENER, 2021). La importancia de este gasoducto radica en hecho de que llevará el gas natural necesario para abastecer a los parques industriales que actualmente están en construcción como parte de la infraestructura que será parte del tren interoceánico, además de servir de futura conexión con el gasoducto Prosperidad.^{91, 92, 93}



Figura 3-17. Localización del Gasoducto Jáltipan- Salina Cruz (Gasoducto Transístmico). Fuente: Proyectos México.^{91, 92}

3.9.5 Planta de Licuefacción en Altamira:

New Fortress Energy y la CFE hicieron una asociación para la construcción de esta planta. La inversión será cercana a los 7 mil millones de dólares a través de los tres módulos en los que está compuesta, se ubica a 26 kilómetros del puerto de Altamira en el estado de Tamaulipas (Figura 3-18). El gas licuado va a ser exportado principalmente a Europa.⁹⁴

El abastecimiento del gas proviene de las importaciones de gas natural desde Estados Unidos que hace la CFE, por medio del gasoducto sur de Texas-Tuxpan. La CFE entregará 235,000 millones de unidades térmicas diarias a la planta, tendrá un 10% de comisión por la venta del gas en Europa. “Se prevé que la CFE gane aproximadamente 5,730 millones de dólares a lo largo del contrato con vigencia de 15 años” (AMLO, 2023). Se prevé que las operaciones inicien en febrero de 2024.^{94, 95}



Figura 3-18. Planta de Licuefacción en Altamira. Fuente: New Fontress Energy.⁹⁴

3.9.6 Planta de GNL Puerto Libertad Sonora (Saguaro Energía LNG):

La Comisión Federal de Electricidad y Mexico Pacific Limited firmaron un convenio para construir esta planta de licuefacción y “con una inversión de 13 mil millones de dólares para la construcción de un gasoducto y una planta de licuefacción en puerto libertad en el estado de Sonora” (AMLO, 2023), la cual llevará el nombre de Saguaro Energy LNG, “tendrá una capacidad de producir y exportar gas natural licuado equivalente de 2 mil millones de pies cúbicos de gas natural, las instalaciones abarcarán un área de 445 hectáreas” (AMLO, 2023). La planta se alimentará del gasoducto Sierra Madre, tendrá 48 pulgadas de diámetro, Mexico Pacific Limited se encargará de la construcción de éste. Partirá del Waha hub en la región Permian en Texas en los Estados Unidos, recorrerá más de 800 km en territorio mexicano, pasando por los estados de Chihuahua y Sonora. (Figura 3-19).^{96, 97, 98}

“Transportará hasta 2.8 billones de unidades térmicas diarias, equivalente a 2,800 millones de pies cúbicos. La CFE tendrá ingresos por 25,000 millones de dólares” (AMLO, 2023), se estima que las operaciones inicien en el año 2026. Por medio del Tren número 3 que se instalará en la planta transportistas de empresas privadas con las que Mexico Pacific Limited firmó contratos de compraventa de GNL por 20 años. Podrán cargar sus embarcaciones y exportar el GNL rumbo al mercado asiático. Estas empresas son: Shell, ExxonMobil, ConocoPhillips, Zhejiang Energy y Guangzhou Gas. La importancia de este proyecto radica en que al construirse en las costas del Golfo de California ahorrará alrededor de 11 días de trayecto, ya que los barcos metaneros evitaban transitar el canal de Panamá. Otro aspecto para considerar es la región a la que va el gas natural que es la región de Asia-Pacífico, la cual es la principal región importadora de gas natural licuado del mundo, “con una participación del 72% de las importaciones mundiales de mismo en el año 2020, frente al 69% en 2019” (Mordor Intelligence, 2024).^{96, 97, 98}



Figura 3-19. Planta de GNL Puerto Libertad Sonora. Fuente: Mexico Pacific Limited s.f.⁹⁶

3.9.7 Campo Lakach:

“El 13 de agosto de 2014 la SENER le otorgó el derecho para realizar actividades de extracción a Pemex en el área de asignación A-0188-Campo Lakach, con una vigencia de 20 años a partir de la fecha de asignación” (SENER, 2014). El día 14 de agosto de 2014 la CNH aprobó el plan de desarrollo para dicha asignación. El 26 de enero de 2017 la SENER modificó el título de asignación, el cual aún se encuentra vigente, siendo ahora A-0188-M-Campo Lakach (CNH, 2022). El campo se localiza a 90 kilómetros del puerto de Veracruz (Figura 3-20). Pemex invirtió 1,400 millones de dólares, pero en el año 2016 el proyecto se suspendió. En el año 2022 Pemex y New Fortress Energy anunciaron un acuerdo para la reactivación del con una inversión de 1,500 [MMUSD] por parte de la empresa norteamericana, con una vigencia de 12 años.^{99, 100, 101, 102, 103}

El proyecto contempla recuperar “un volumen de gas de 847.90 [MMMPC], con un factor de recuperación de 64.67% de la reserva 2P del campo, también recuperar un volumen de condensado por el transporte y proceso del gas producido equivalente a 3.58 [MMB]” (Proyectos México, 2024). En el acuerdo Pemex vendería 190 [MMPCD] de gas a New Fortress Energy para ser llevados a la Planta de Licuefacción en Altamira y los restantes 110 [MMPCD] a ser producidos se destinarían para el consumo nacional. Se tenía previsto que se iniciará la producción en el año 2024. En octubre de 2023 Pemex y New Fortress Energy dieron por terminado el contrato que firmaron en el año del 2022. La empresa mexicana busca seguir con el proyecto buscando otras compañías con las cuales asociarse (El País, 2023). En julio del año 2024 Pemex y Grupo Carso “se aliaron bajo un contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE) con una inversión de 1,200 millones de dólares” (LaPolíticaOnline, 2024), con esto Petróleos Mexicanos busca continuar con el proyecto.^{100, 101, 102, 103, 125}

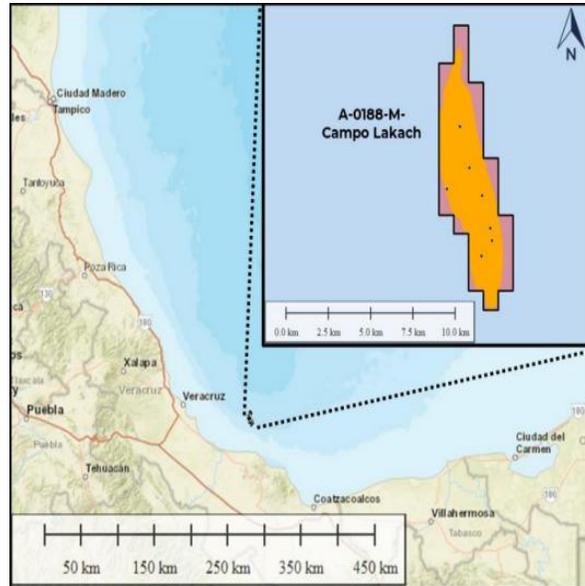


Figura 3-20. Ubicación del Campo Lakach. Fuente: CNH, 2022.¹⁰⁰

3.10 Ejemplos de otros países. En cuanto como distribuyen sus importaciones de gas.

En el mundo hay muchos países que son importadores netos de gas natural, como Corea del sur, los países de la Unión Europea y Japón. Es justamente éste último en el que nuestro país debería ver cómo hacer para no ser tan vulnerable a una interrupción en el suministro de gas natural. Japón al igual que México es un importador neto de gas natural, las diferencias que hay entre ambas naciones van desde el tipo de gas que importan, ya que el país asiático importa gas natural licuado y otra son los tiempos de entrega. El gas tarda en llegar a Japón 4 días. Mientras que, en nuestro país, la mayoría del gas que se importa es por medio de gasoductos, por lo que lo hace más barato y rápido (Tabla 3-10).

Tabla 3-10. Diferencia de precios de Importación de Gas Natural entre México y Japón, en el año 2022.

	México	Japón
Gasoducto [USD/MBTU]	6.26	0
Gas Natural Licuado [USD/MBTU]	13.39	18.43
Tiempo [Días]	Diario	Cada 4 días

Nota. Elaboración propia con datos de DivercityTimes.⁷⁹

La diferencia es importante, otra cosa que distingue a ambos países es el número de naciones de las cuales importan el gas natural. México importa más del 75% del gas de los Estados Unidos y la tendencia esa que se mantenga. Japón por su parte importa el gas de más de diez países diferentes entre los que están Australia, Malasia, Estados Unidos, Qatar, Omán, Rusia. En el año 2022 los precios a los cuales Japón compro el gas fluctuaron entre 14.69 [USD/MMBTU] durante el mes de enero de ese año y 23.73 [USD/MMBTU] en el mes de septiembre, con precio promedio de 18.43 [USD/MMBTU]. También el país del que más importa el gas no rebasa el 50% del total de sus

importaciones, siendo Australia con el 42%. La Figura 3-21 muestra las importaciones de gas natural licuado de Japón.⁷⁹

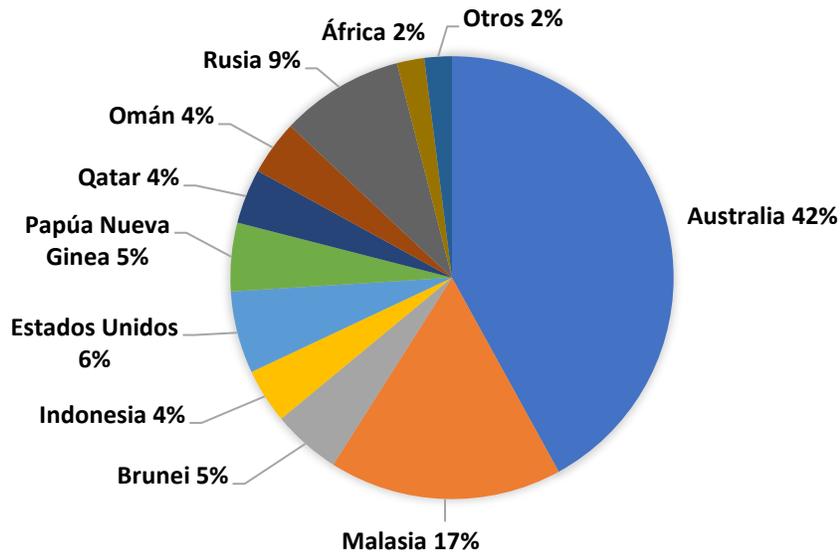


Figura 3-21. Importaciones de Gas Natural Licuado de Japón en 2022. (Modificado del EIA, 2023).⁸⁰

Otro país que es un importador neto de gas es Alemania, al igual que México el país europeo ha experimentado problemas por centrar gran parte de sus importaciones de un solo país. Tras la guerra entre Rusia y Ucrania, países como Estados Unidos, Japón y los países de la Unión Europea en los que se incluye Alemania pusieron una serie de sanciones a Rusia como respuesta al conflicto. Entre esas sanciones está la cancelación de las importaciones del gas natural ruso.

Alemania dentro de la Unión Europea era el país que más importaba gas natural desde Rusia, con un porcentaje superior al 50% (Statista, 2023), como resultado de las sanciones redujo las importaciones desde Rusia, lo cual obligó a buscar diversificar sus importaciones de gas, esto generó que en el año 2023 importara de más de diez países distintos entre gas natural licuado y gas por medio de gasoductos. De los países que más importa son Noruega con el 43%, Países Bajos con el 26% y Bélgica con el 22% (Bundesnetzagentur, 2023). Esto resultó en una mayor seguridad energética para Alemania. La Figura 3-22 muestra los países de los cuales importa gas natural Alemania.^{82, 83}

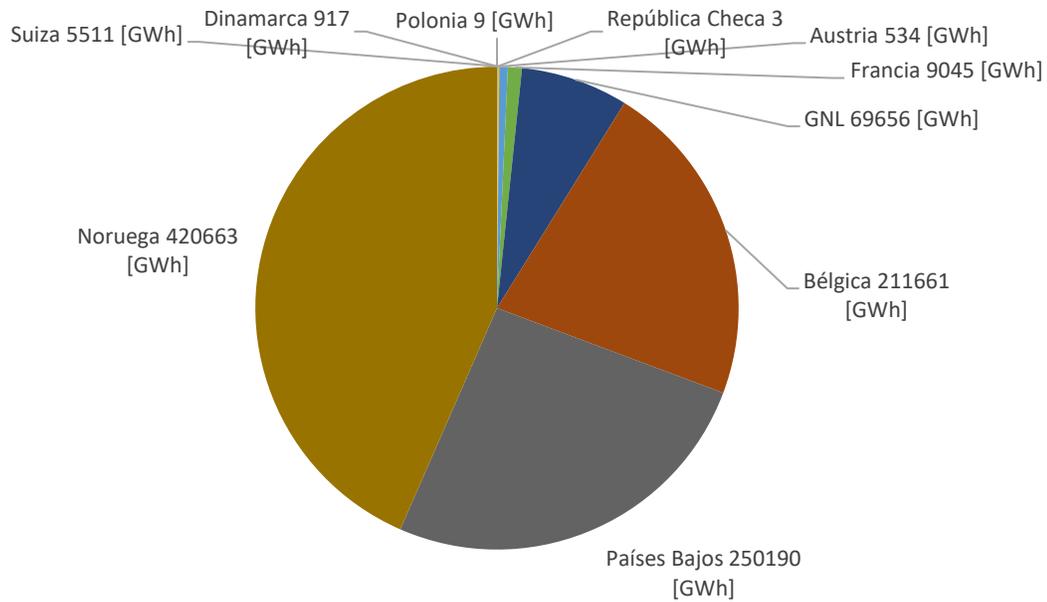


Figura 3-22. Importaciones de Gas Natural de Alemania durante el año 2023. (Modificado de Bundesnetzagentur, 2023).⁸³

Japón y Alemania deben ser un ejemplo para México, estos países para reducir riesgos en el suministro de gas no centran sus importaciones de una solo nación, en ambos casos el país del que más compran gas no representa ni el 50% del total de sus importaciones. Además de que lo complementan con considerables volúmenes de almacenamiento de gas. Por su parte nuestro país centra más del 70% de sus importaciones de un solo origen, con la diferencia de que México tiene grandes reservas de gas, pero aun así se le da prioridad al gas proveniente del extranjero.

México tiene que ajustar las fuentes de suministro de gas, la producción nacional tiene que tomar una mayor importancia, si bien es bueno aprovechar los precios bajos que actualmente se presentan, también hay que ver a futuro, en unos años la producción nacional debe ser la que cubra la mayor parte del consumo nacional y el resto complementarlo con importaciones, esto ayudará a que nuestro país no sea tan vulnerable a problemas que afecten el suministro, dado que la mayor parte del gas que se consume en México se usa para un sector muy crítico como lo es la generación de electricidad.

4 Generalidades de la Cadena de valor de Gas Natural en México.

4.1 Cadena de valor de gas natural en México.

En el presente capítulo se detallará las características del mercado del gas natural en nuestro país. Dentro de todo esto, se mencionará cómo es desde la exploración relacionándolo con los Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) y también la incorporación de reservas, luego pasando a la extracción a través de los contratos petroleros. En la importación, los ductos de internación. En la parte del procesamiento del gas se hablará de los procesos que lo componen, la infraestructura con la que cuenta México y sus capacidades, en el transporte de gas a través del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), la dimensión de ésta y su relación con la distribución, además de mencionar la estructura jurídica después de la Reforma Energética.

En la comercialización mencionar la regulación existente y un histórico de los precios del gas. En la demanda gas exponer como se ha comportado en los últimos años, además que sectores son los que más lo demandan. Por último, la producción, en éste se mencionará por qué se tiene los volúmenes actuales de la misma. Detallando algunos pronósticos que hay de la producción tanto de gas natural asociado como no asociado. Y de esa manera poder plantear un plan estratégico para el desarrollar el sector del gas natural de México, siendo responsabilidad tanto de la SENER, La Comisión Nacional de Energía, Pemex, CENAGAS la implementación de este plan que beneficie a los mexicanos y mejore su calidad vida, viendo los objetivos planteados en la reforma energética.

4.1.1 Exploración.

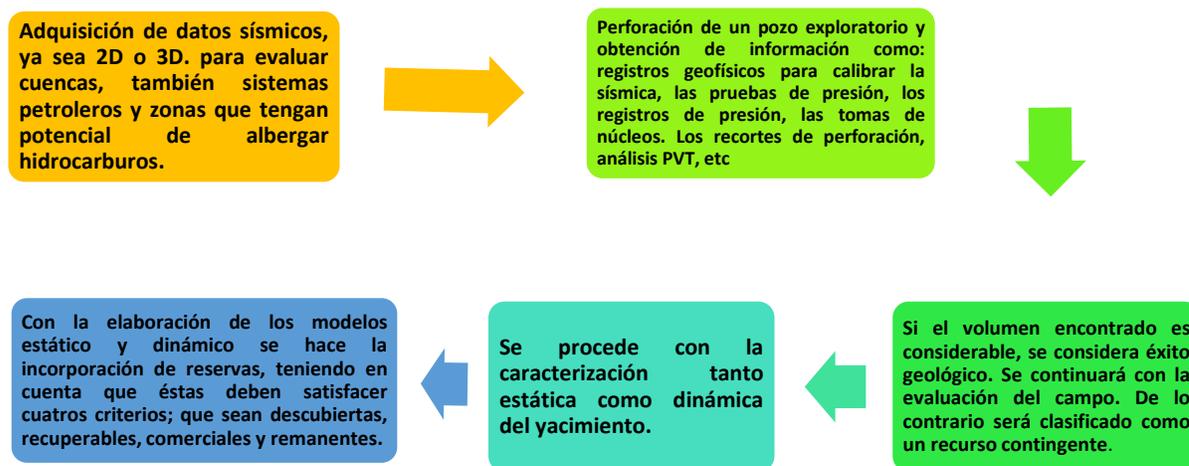


Figura 4-1. Esquema General de la Exploración. Fuente: Elaboración propia.

En nuestro país se denominan ARES (Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial) a los estudios que se realizar en mar o en tierra con el propósito de identificar la posible existencia de hidrocarburos dentro de un área. A junio de 2021 la Comisión Nacional de Hidrocarburos “ha

autorizado más de 90 proyectos, a 22 compañías para que puedan realizar los trabajos de adquisición y reprocesado de sísmico, estudios magnéticos, geoquímicos, de mineralogía y esfuerzos gravitacionales, así como registro de pozo” (SENER, 2021). La Figura 4-2 muestra el estado de los ARES a julio de 2021.¹⁰⁴

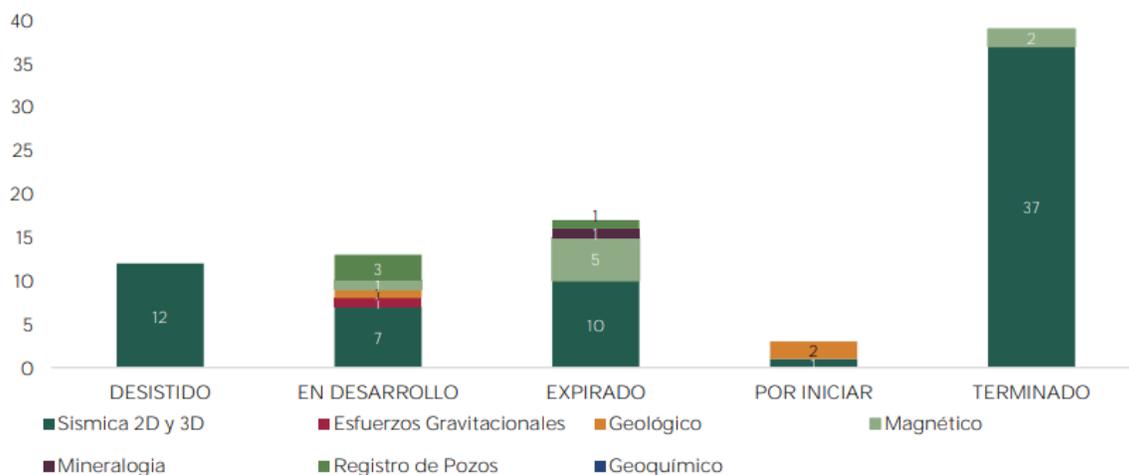


Figura 4-2. Estados de las ARES autorizadas por la CNH a julio de 2021. Fuente: SENER, 2021.¹⁰⁴

Estos estudios son de suma importancia y que con ellos se pueden identificar las futuras zonas que serán usadas para las licitaciones de contratos para la exploración y la extracción de hidrocarburos. Las características respecto al uso de la información lo señalan la secretaria de energía “Las empresas que sean autorizadas pueden comercializar la información de forma exclusiva en un periodo de 12 años en la modalidad de adquisición de datos y por un periodo de 6 años en la modalidad que no incluye la adquisición de datos” (SENER, 2018). La Figura 4-3 muestra los lugares donde se realizaron los ARES autorizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.¹⁰⁴

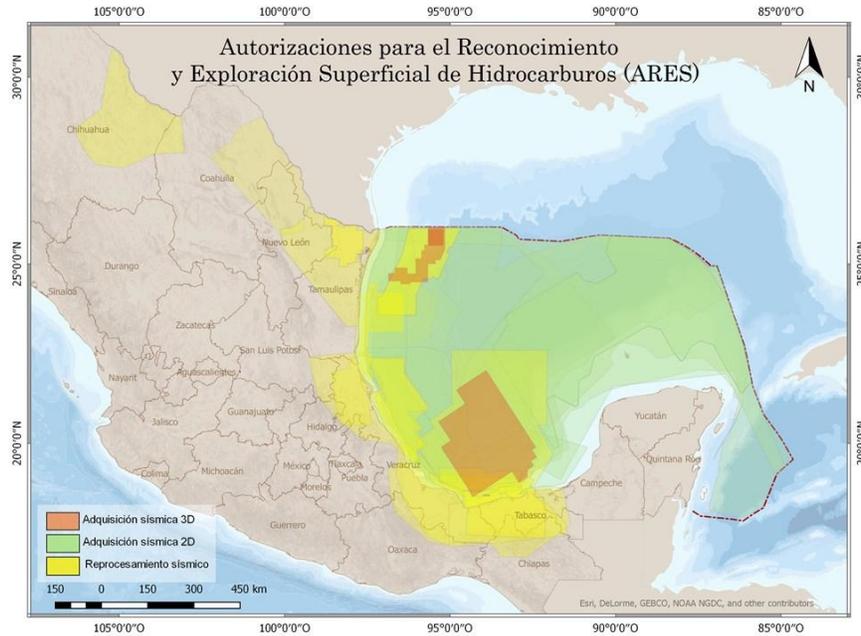


Figura 4-3. Mapa de las ARES. Fuente: CNH (s.f.). Mapas ARES. ¹⁰⁵

Con las reformas hechas en año pasado y la Estrategia de Desarrollo del Sector de Hidrocarburos 2025-2030, se busca incentivar la exploración, además de aumentarlas reservas, manteniendo la modalidad de contratos y migraciones, para que así Pemex pueda asociarse con privados en las áreas donde le sea de mayor utilidad, como lo son las aguas profundas y ultra profundas.

Aun con la Reforma Energética las reservas de gas natural no han tenido un resultado significativo. En la Figura 4-4 muestra que partir de 2015 las reservas tuvieron una caída estrepitosa. Aunque México no es un productor de gas seco, vemos que entre 2020 y 2023 las reservas tanto 1P y 3P han tenido un ligero incremento sostenido, pero es más asociado al petróleo y eso se explica porque en nuestro país la producción de gas es en mayor medida asociada al petróleo. Pero aun así no se ha logrado restituir las reservas que se tenían. Y eso es porque los campos que más producen petróleo son ya maduros, ya que se encuentran en una etapa de declinación.

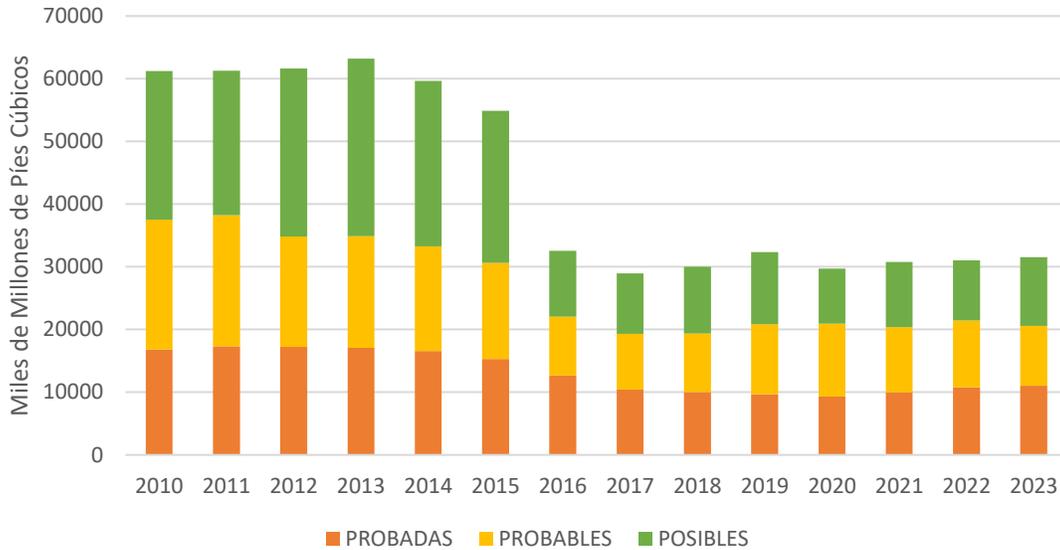


Figura 4-4. Reservas de Gas Natural en México en el Periodo 2010-2023. Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.⁴⁷

4.1.2 Extracción.

La actividad de extracción de hidrocarburos es el siguiente paso una vez que el Plan de Desarrollo del campo fue aprobado por el regulador correspondiente. Consiste en obtener los hidrocarburos que están contenidos en el subsuelo, se realiza mediante la perforación de varios pozos. Una parte fundamental de esta actividad son las instalaciones superficiales, en donde se tratará el gas que se extrae del yacimiento, las instalaciones dependen si se trata de gas asociado, este puede estar tanto disuelto en el aceite o en forma de casquete. La otra forma es si se trata de gas no asociado en el que al tratarse de compuestos muy ligeros principalmente metano, no forma una fase líquida en las condiciones de yacimiento.

Desde la implementación de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha suscrito 112 contratos en 9 rondas y 8 migraciones. Durante la primera ronda tres contratos se terminaron de manera anticipada, dando un total de 109 contratos vigentes (SENER, 2023). La tercera licitación de la primera ronda es al que más contratos vigentes tiene con 23 seguido de la cuarta licitación de la ronda con 19. Mientras que la primera licitación de la ronda es la que menos contratos vigentes tiene con 1. La Figura 4-5 muestra la situación de los contratos al año 2023.⁴⁴



Figura 4-5. Estado de los Contratos Petroleros. Fuente: SENER, 2023.⁴⁴

Desde el año 2015 el estado ha ingresado 7 mil 395 millones de dólares, derivado de las contraprestaciones de los contratos, la comercialización de los hidrocarburos han sido los mayores ingresos que ha recibido el estado mexicano, seguido por el ingreso por el bono a la firma. La Figura 4-6 muestra los ingresos del estado por las contraprestaciones de los contratos petroleros.⁴⁴



Figura 4-6. Ingresos del Estado desde 2015. Fuente: SENER, 2023.⁴⁴

4.1.3 Comercialización.

Esta actividad está presente a lo largo de toda la cadena de valor del gas natural, aporta eficacia en la compraventa del gas y al adquirir servicios de transporte, en el almacenamiento o en la distribución que se requiera para la distribución del gas a los consumidores. Para poder realizar esta actividad es necesario un permiso expedido por la CRE, un punto importante en la comercialización es: que se es dueño de la molécula y no de la infraestructura, ya que ésta debe ser realizada por entidades diferentes a los dueños de los permisos de infraestructura, para evitar conflictos de interés o subsidios cruzados o caer en un supuesto de participación cruzada. “La propiedad cruzada entre comercialización y el transporte por ducto y el almacenamiento requiere autorización por parte de la CRE, con previa opinión favorable de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE)” (CNH, 2018).⁶

Con la Reforma Energética se incentivaron mejores condiciones de competencia en cuanto a la comercialización. Con varias medidas respecto a Pemex, como la desintegración de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, el cual transfirió sus activos de transporte al CENAGAS, además PEMEX cedió cerca del 70% de su volumen de cartera de comercialización.

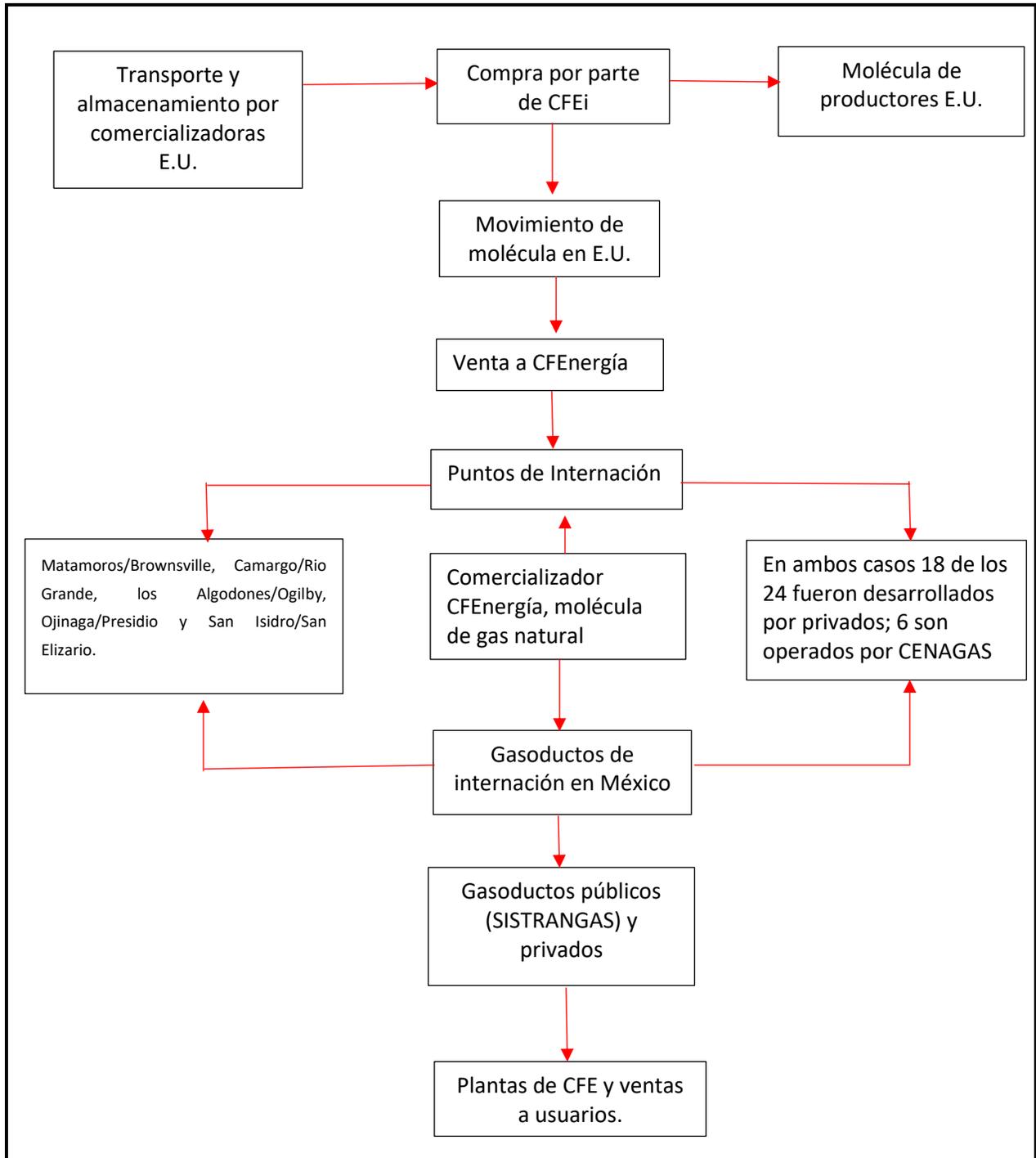
Otra acción realizada por la CRE fue desregular el precio de venta de primera mano (VPM) en todo el país y así poder estabilizar los precios que se mantenían por debajo en condiciones plenas de mercado, esto dificultaba la competencia de otros comercializadores y no dejaba que se reflejara en los precios las condiciones de oferta en el sur.

4.1.4 Importación.

Las importaciones de gas natural de México han ido incrementando en los últimos años, debido a la creciente brecha entre la producción nacional y la demanda de gas natural. Mientras los Estados Unidos tienen grandes volúmenes de producción de gas natural, lo cual lo ha convertido en un exportador neto, en ese sentido, nuestro país ha pasado a ser su principal comprador de gas natural por medio de gasoducto. Esta relación entre ambos países es de una clara dependencia por parte de México, ya que más del 70% de las importaciones de gas natural provienen de los Estados Unidos. Alrededor del 60% del consumo nacional de gas natural se ocupa para la generación de electricidad, en este sentido es la Comisión Federal de Electricidad siendo el mayor comercializador del país, es la encargada de la mayoría de la importación de gas natural que satisfaga esa demanda. La compra

del gas natural la realiza la CFE a través de sus dos empresas filiales. CFE Internacional (CFEi) filial de la CFE en los Estados Unidos y CFenergía (CFEn). El esquema de la compra de gas que realiza México se resume en la Tabla 4-1.¹⁰⁷

Tabla 4-1. Comercialización de Estados Unidos a México.



Nota. Modificado de CFenergía, 2020.¹⁰⁷

México cuenta con 24 puntos de internación de gas natural desde los Estados Unidos, éstos son tanto públicos como privados, son de gran importancia ya que por ellos proviene gran parte del gas que utiliza la Comisión Federal de Electricidad para la generación de electricidad en las plantas de ciclo combinado. También adquiere gas natural licuado del extranjero, adquiriéndolo en mercados internacionales, haciendo uso de las tres plantas de regasificación con las que cuenta el país. La Figura 4-7 muestra los puntos de internación que se encuentran en el norte del territorio.

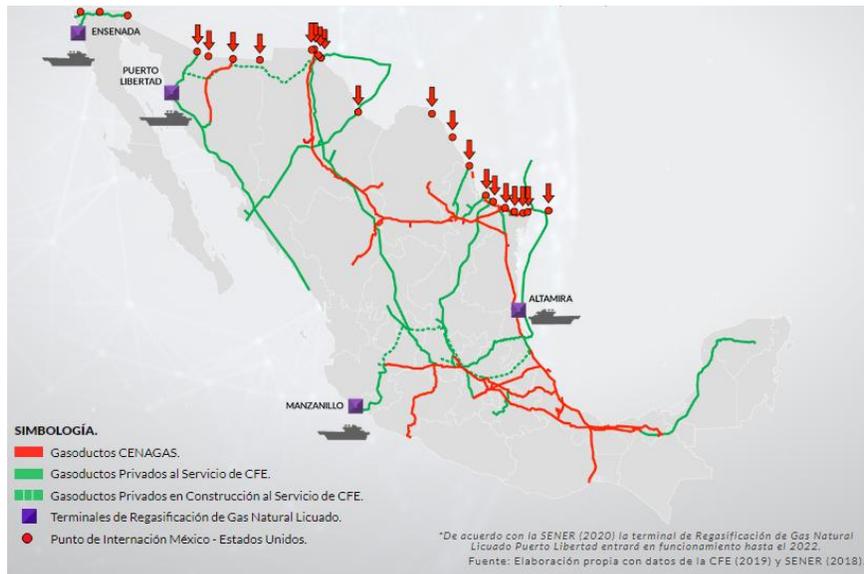


Figura 4-7. Puntos de Internación de Gas Natural. Fuente: CFE, consultado el 2 de mayo de 2024.¹⁰⁸

A lo largo de los últimos años el volumen de importación de gas natural ha ido en aumento, proveniente principalmente de los Estados Unidos, en especial por medio de gasoductos. Es importante destacar que este aumento responde a la situación de mercado de precios bajos que ocurre en aquel país, pero ante el aumento de la demanda de gas y la baja producción de nuestro país que no puede cubrir esa demanda, genera que las importaciones aumenten. Figura 4-8 muestra las importaciones de gas en México en el periodo de 2016-2022.

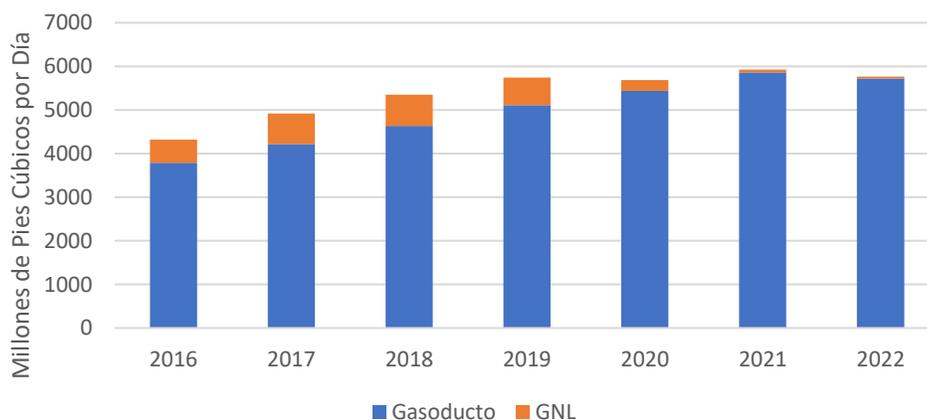


Figura 4-8. Importaciones de Gas Natural de México. (Elaboración propia con datos de SENER, 2023).¹⁰

4.1.5 Procesamiento.

Después de que el gas fue extraído es necesario procesarlo para que éste cumpla con las regulaciones correspondientes y los requerimientos para su uso final NOM-001-SECRE-2010. El procesamiento del gas consiste en separarlo de partículas sólidas, agua, componentes pesados, impurezas como dióxido de carbono, nitrógeno, compuestos de azufre, etc. Esta actividad se realiza en los Centros Procesadores de Gas (CPG), en donde se hace la separación de gas natural en metano, etano, butano, propano y otros componentes pesados. Se hace en tres fases: endulzamiento, recuperación de licuables y fraccionamiento (CNH, 2018). La Figura 4-9 muestra un esquema del procesamiento de gas natural.⁶

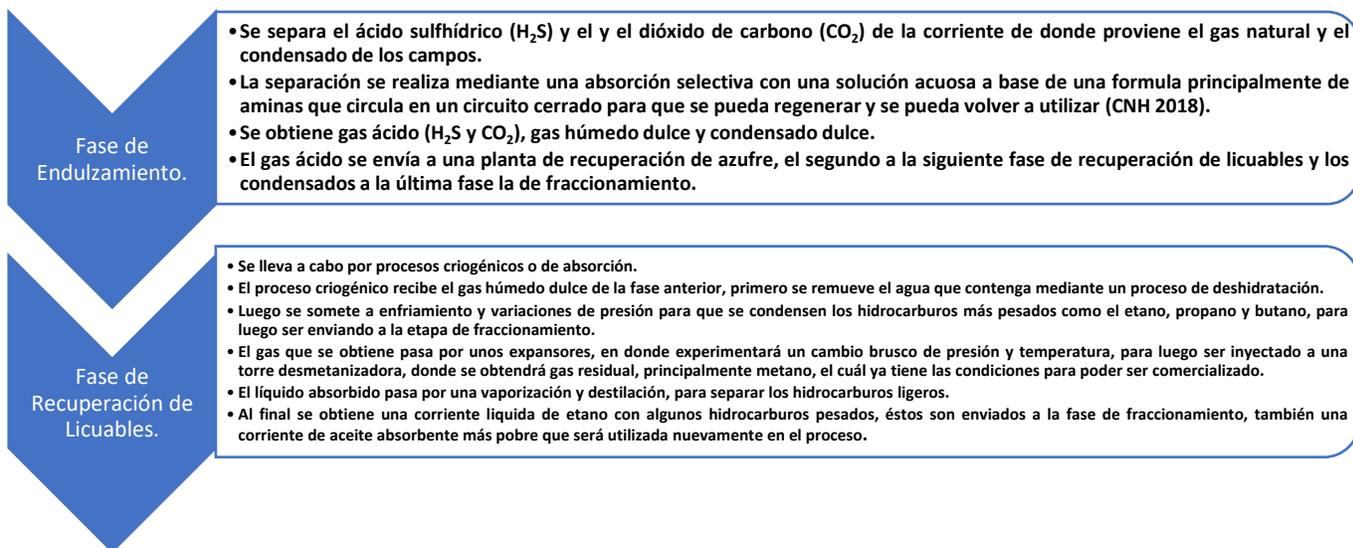


Figura 4-9. Procesamiento del Gas Natural. Fuente: Elaboración propia.⁶

La corriente de gas seco se junta con la que proviene de los campos y el gas importado, ésta es la oferta nacional de gas, que será utilizada por los operadores que realicen el procesamiento del gas, la restante será inyectada al SISTRANGAS para ser comercializada. La Figura 4-10 muestra cómo se realiza el procesamiento del gas natural.

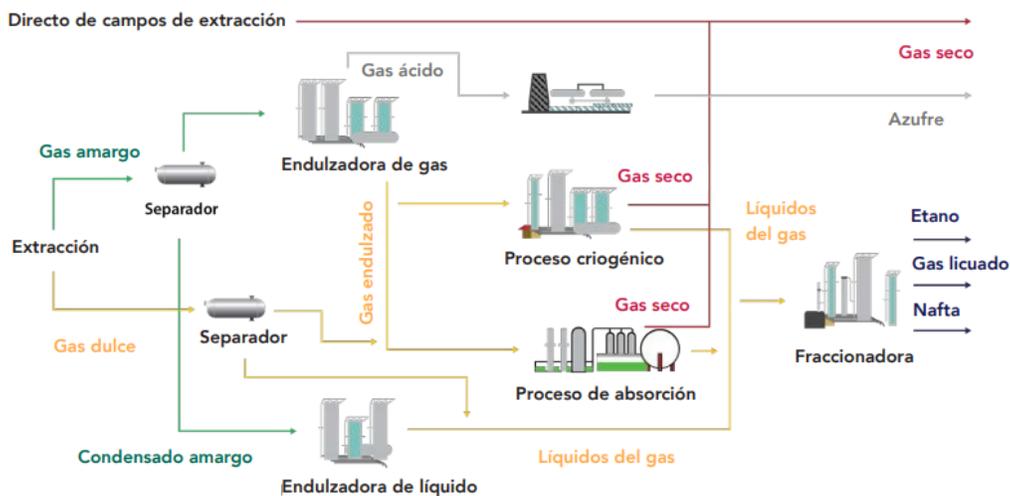


Figura 4-10. Procesamiento del Gas Natural. Fuente: CNH, 2018.⁶

En nuestro país se requiere de un permiso que otorga la Secretaría de Energía para poder procesar el gas natural. Hay nueve permisos otorgados a los Complejos Procesadores de Gas operados por Pemex (SENER, 2018). Que al fin del año 2023 tenían un nivel de utilización de la capacidad criogénica del 32% (Porcentaje de uso), (SENER, 2023). La Figura 4-11 muestra la ubicación de los Centros Procesadores de Gas y las capacidades que tiene el país para procesar el gas natural. ⁶

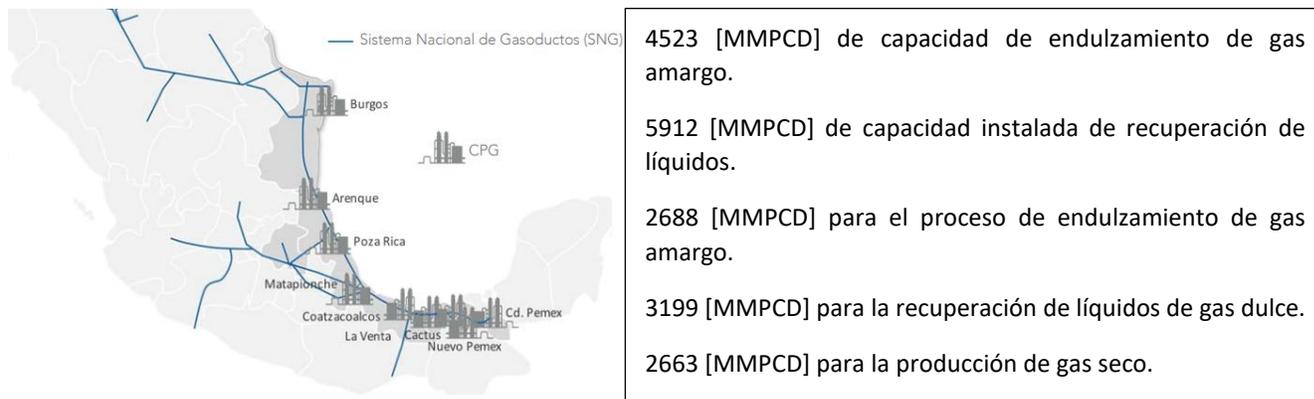


Figura 4-11. Ubicación de los Centros Procesadores de Gas. Fuente: CNH, 2018. ⁶

4.1.6 Transporte.

En año de 2014 se creó el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), organismo descentralizado sectorizado a la SENER quien actúa como gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado del Gas Natural (SISTRANGAS), conformado por el Sistema Nacional de Gasoductos, el Gasoductos Tamaulipas, Gasoducto Zacatecas, Gasoducto de Bajío, Ramones I, Ramones II y Ramones del Sur. Además, actúa como transportista de gas natural, operador y manteniendo ductos propios.

El desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural fue como resultado de la planificación por parte de un grupo coordinado por la SENER, con la participación de Pemex y la Comisión Federal de Electricidad. Para desarrollar proyectos en el periodo de 2014-2018 y así satisfacer la demanda de gas natural en el país, con base en los proyectos contenidos en el Plan Nacional de Infraestructura 2014-2018. La Figura 4-12 muestra la red de gasoductos integrados y no integrados al SISTRANGAS.

Los puntos de inicio en la distribución son: los Centros Procesadores de Gas conectados al SISTRANGAS, las plantas de regasificación, las interconexiones provenientes de los campos, los sistemas de almacenamiento y los puntos de internación provenientes de los Estados Unidos. El sistema de transporte de gas más importante es el SISTRANGAS, que es un conjunto de sistemas interconectados para efectos tarifarios. Se abastece por medio de diversos puntos de inyección como los puntos de importación de gas, las interconexiones que provienen de los campos gasíferos, plantas de regasificación, los sistemas de almacenamiento y los Centros Procesadores de Gas, de los cuáles lo más importantes son los de Ciudad PEMEX, Nuevo PEMEX y La Venta ubicados en Tabasco (CNH, 2018). El SISTRANGAS tiene una capacidad de transporte de 6,307 [MMPCD] y una longitud de 10,068 kilómetros. ⁶

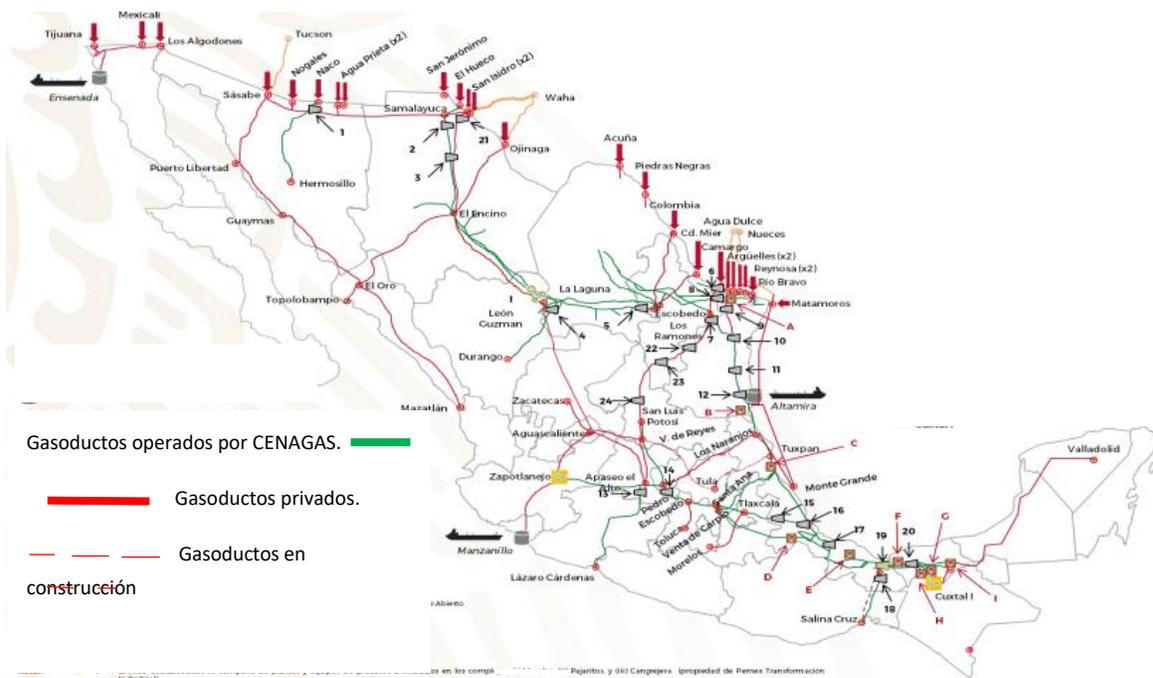


Figura 4-12. Red de Gasoductos en México. (Modificado de SENER, 2023).¹⁰⁹

4.1.7 Distribución.

Es la actividad de recibir, conducir y entregar gas natural a través de una red de tuberías e instalaciones a usuarios o usuarios finales (SENER, 2018). Para poder realizar esta actividad es de suma importancia que se cuente con la infraestructura necesaria para hacer llegar el gas natural a los lugares que se necesiten en las cantidades requeridas. Por desgracia en nuestro país el desarrollo de la infraestructura para aumentar la distribución de gas natural no ha tenido el ritmo que se requiere. La disparidad en cuanto a la disposición del gas en las regiones de nuestro país es notoria, muestra de esto es el norte de nuestro país, donde el acceso que tienen los consumidores de este combustible es más alto del que tienen en las regiones centro y sobre todo los de la región sureste. Como ya se mencionó en este trabajo el sureste mexicano a pesar de ser el área donde se concentra casi la totalidad de la producción de gas natural del país, es la que menos acceso tiene al mismo.¹¹⁰

Una causa de esto es que en México el porcentaje de consumo de gas natural en los sectores residencial y el de transporte es muy bajo, siendo 3.76% y 0.03% respectivamente (SENER, 2023). Siendo que en nuestro país el uso del gas licuado de petróleo es más común tanto en los hogares como en los vehículos. Otro aspecto que favorece a que esto se dé, es la diferencia regulatoria entre el gas natural y el gas licuado de petróleo. Mientras que para el primero se complica mucho la obtención de permisos para su transporte por medio de ductos, para el otro no es así.¹¹²

Antes de la Reforma Energética la CRE otorgaba permisos para la distribución de gas natural a un permisionario en una determinada zona geográfica. Como resultado de lo anterior la CRE determinó 30 zonas geográficas con fines de distribución de gas natural (SENER, 2018). Los problemas que esto trajo fueron bastantes, desde la poca inversión en nueva infraestructura dado que en cierta zona no había gran competencia, derivado de ello el desarrollo de la infraestructura de distribución de gas

en nuestro país se vio retrasada. Para poder hacer frente a ello la CRE en el año 2017 aprobó el acuerdo que determina a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural (SENER, 2018). Con esto se buscó desarrollar la industria nacional del gas natural.¹¹⁰

4.2 Precios del gas natural.

El Índice de referencia nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN), es el índice de carácter informativo, en el cual se refleja el promedio de los precios de las transacciones realizadas por los comercializadores del mercado nacional. Su uso es puramente voluntario y no representa un precio regulado, ni es una referencia obligatoria para ningún tipo de usuario o alguna transacción. La Figura 4-13 muestra el comportamiento del IPGN en el periodo de 2018-2023.

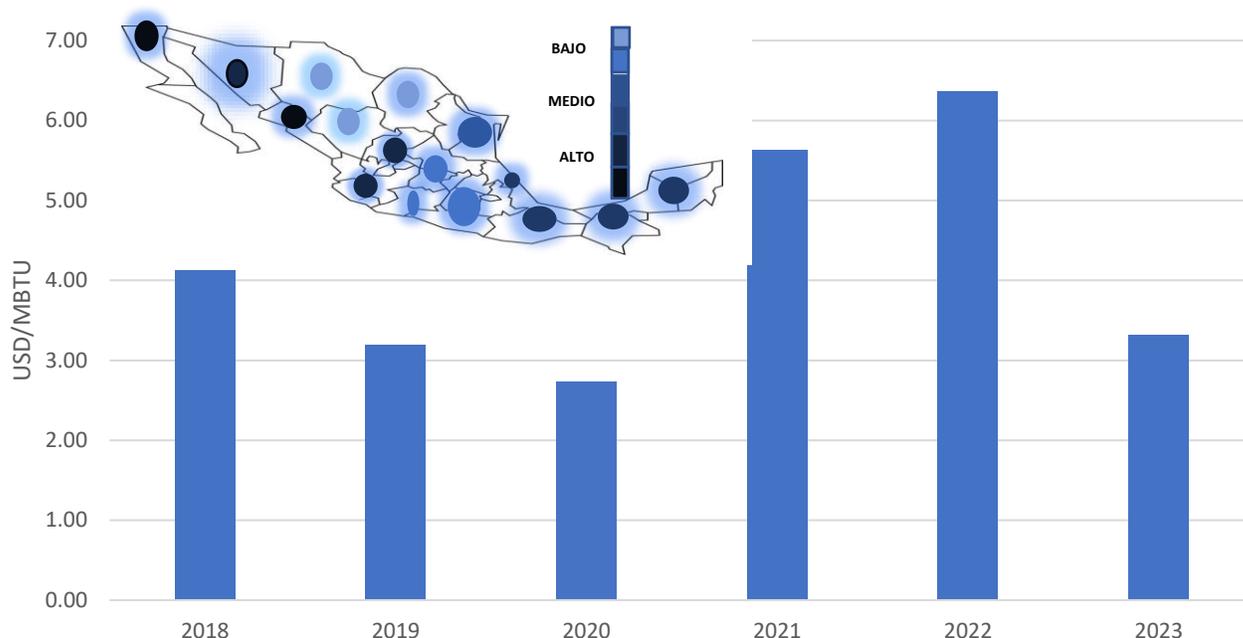


Figura 4-13. IPGN en el Periodo 2018-2023. (Elaboración propia con datos de la Comisión Reguladora de Energía).⁵⁵

Para la publicación de los IPGR, se tomó la decisión de dividir al país en seis regiones, estas fueron identificadas a partir de los patrones de oferta, las características de la infraestructura del mercado del gas natural, las zonas tarifarias, los flujos del SISTRANGAS, los proyectos actuales de interconexión y de transporte, precios y volúmenes de comercialización en cada entidad federativa. (SENER, 2018). De estas regiones destacan la R1 y la R2, puesto que la primera es la que ha tenido los precios más altos en los últimos años, mientras que la segunda destaca como la región en todo el país con los precios más bajos. La Tabla 4-2 muestra cómo se conformaron las regiones en México.

Tabla 4-2. Regiones en las que se divide México y los Estados que las conforman.

Región 1	Región 2	Región 3	Región 4	Región 5	Región 6
Baja California.	Chihuahua.	Nuevo León.	Aguascalientes.	Ciudad de México.	Chiapas.
Sonora.	Coahuila.	Tamaulipas.	Jalisco.	Estado de México.	Campeche.
Sinaloa.	Durango.		Colima.		Oaxaca.
			Zacatecas.	México.	

Guanajuato. Quintana
 Guerrero. Roo.
 Hidalgo. Tabasco.
 Michoacán. Yucatán.
 Morelos. Veracruz.
 Tlaxcala.
 Querétaro.
 Puebla.
 San Luis
 Potosí.

Nota. Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía. ¹¹⁰

4.3 Consumo de gas natural.

El consumo de gas natural en nuestro país ha estado incrementando en los últimos años, principalmente para su uso en la generación de electricidad. La Prospectiva de Gas Natural de la Secretaría de Energía prevé que para el año 2032 la demanda de este hidrocarburo llegue hasta los 9,000 [MMPCD] (Figura 4-14), el cambio a plantas de ciclo combinado y turbogas ocasionará que el consumo de gas aumente en los próximos años. Se espera que el gas cubra aproximadamente el 79% del consumo de los combustibles fósiles del sector eléctrico al final del periodo de estudio (SENER, 2018). ¹¹⁰

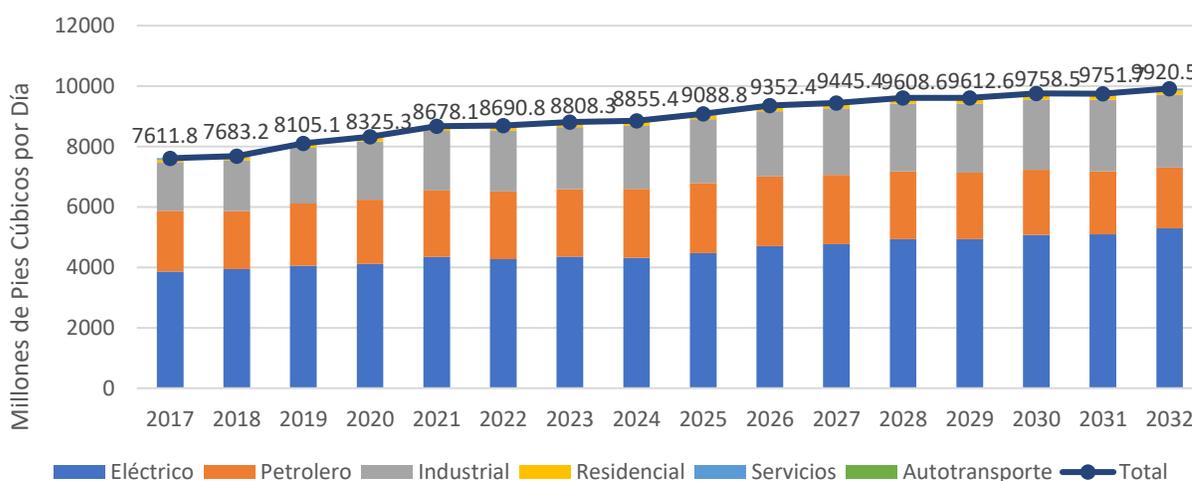


Figura 4-14. Consumo de Gas Natural en el Periodo 2017-2032. (Modificado de SENER, 2018). ¹¹⁰

El sector petrolero, donde Pemex es el principal consumidor, el gas es usado para las actividades de exploración, desarrollo y producción primaria e hidrocarburos. El consumo de combustibles fósiles en este sector fue de 2,065 millones de pies cúbicos de gas natural equivalente [MMPCDGNE], teniendo un incremento del 4.5% respecto al año 2021. El gas natural tuvo una participación del 93.2% dentro de los combustibles fósiles. ¹¹⁹

Otro sector que demandó más gas natural fue el sector industrial. En el año 2022 el gas natural tuvo una participación del 60.9% dentro de los combustibles fósiles, seguido del carbón, el coque de petróleo y el combustóleo. La demanda de gas natural en este sector ha experimentado un incremento, pasando de 1,181.1 [MMPCD] en el año 2012 a 1,389.8 [MMPCD] en 2022. En ese

mismo año la rama que más gas natural consumió fue la de los metales básicos con 384.1 [MMPCD], mientras la que menos consumió fue la del cemento con 2.6 [MMPCD].¹¹⁹

Se tiene que aumentar su consumo en otros sectores como el autotransporte, los precios elevados de la gasolina y el diésel superiores a los 22 pesos por litro, incentivan a buscar otro combustible que pueda ayudar a los bolsillos de los consumidores, en ese caso el gas natural puede ser una alternativa, con un precio inferior a 12 pesos por litro (La Jornada, 2023). Además de que en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el gas natural es mucho mejor que los otros combustibles, en México hay una gran oportunidad en autotransportes de carga y de pasajeros, siendo el gas natural un combustible menos contaminante que el diésel.¹¹⁸

Otro sector es el residencial, el 76% de los hogares en nuestro país usan el gas licuado de petróleo (GLP) como combustible para las actividades domésticas. Salvo la región noreste comprendida por Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, en el resto del país el uso doméstico del gas natural es muy bajo. Esta baja participación del gas natural se relaciona a la poca infraestructura de distribución en los centros urbanos. En relación con esto, es necesario aumentar el acceso a este combustible, para lograrlo se requiere que el gobierno federal trabaje en conjunto con los gobiernos municipales, en el caso de la Ciudad de México las alcaldías, para desarrollar la infraestructura necesaria, siendo el gas natural más asequible, seguro y menos contaminante.¹¹⁶

En cuanto a la producción de energía primaria, los hidrocarburos representaron alrededor del 80.71% de toda la producción nacional, destaca el petróleo con una participación del 50.98%. En segundo lugar, está el gas natural con una participación del 22.20% en la producción total de la energía primaria (Figura 4-15), con 1,657.94 [PJ]. Esto denota la relevancia que tienen los hidrocarburos en nuestro país.¹¹²

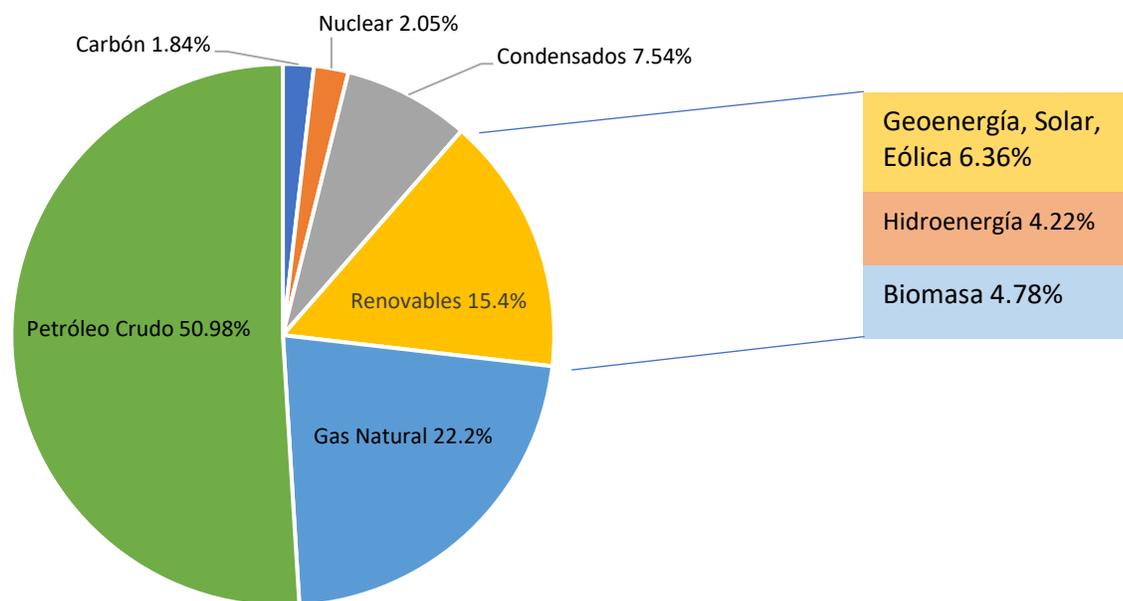


Figura 4-15. Producción de Energía Primaria en México en el año 2022. (Modificado de SENER, 2023).¹¹²

Esta tendencia de usar gas natural para la generación de electricidad en plantas de ciclo combinado ha ido en aumento en las últimas décadas, por muchas razones, desde la mayor eficiencia de aprovechamiento del combustible entre 40% y 63%, se requiere menor inversión, emiten menos gases contaminantes en comparación con las térmicas convencionales y el precio del gas natural normalmente es más barato que el combustóleo y el diésel, esto ayuda a que el costo de generación sea más barato. Siendo que el gas natural tiene una participación de alrededor del 60% en la generación de la electricidad en México, su acceso es de vital importancia para nuestra industria eléctrica, como se mencionó en el capítulo anterior, la infraestructura actual no podrá abastecer la demanda futura que se tendrá, puesto que en el futuro el gas natural tenderá a remplazar al carbón, el diésel y el combustóleo en la generación de electricidad.¹¹²

Durante el año 2022 la Comisión federal de Electricidad utilizó gas natural para sus centrales de ciclo combinado (CC) y para poder satisfacer parte de las necesidades de energía primaria de las térmicas convencionales (ciclo vapor y turbo gas), además que puso en operación comercial el CC Valle de México II, por lo que la demanda de gas natural aumentó. De tal manera que el consumo de la CFE aumentó, sin considerar las plantas Eléctricas de los Productores Independientes de Energía, registro un aumento de 10.8% con 1,507 millones de pies cúbicos por día, con respecto al consumo en 2021 con 1,360.2 millones de pies cúbicos por día. La Figura 4-16 muestra la generación de electricidad por fuente en el año 2022.¹¹²

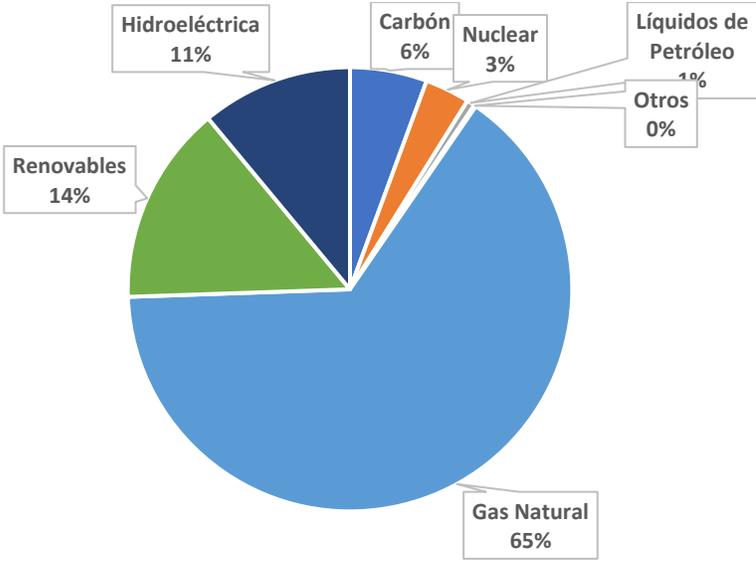


Figura 4-16. Generación de Electricidad en México por Fuente en el año 2022. (Modificado de SENER, 2022).¹¹²

El consumo de gas natural experimentó un incremento a Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 23% durante los últimos 10 años y el consumo del sector eléctrico incluyendo la CFE, productores independientes de energía y particulares (generadores, autoabastecimiento y cogeneración) tuvo un gran dinamismo con una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) del 8.6% (SENER, 2022). Caso contrario de la producción que se ha visto disminuida entre el 2011 y el 2021, de ahí la necesidad de importar tanto gas natural desde los Estados Unidos.¹¹³

El incrementar el uso del gas natural para la generación de electricidad es de gran ayuda para el medio ambiente. En el contexto de la transición energética, este combustible destaca entre los

combustibles fósiles. La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos indica que la quema de gas natural para generar electricidad y calor genera 53.1 kilogramos de dióxido de carbono por cada millón de BTU. Las emisiones son menores en comparación con otros combustibles fósiles, como el carbón que emite 95.5 kilogramos de dióxido de carbono por cada millón de BTU, el combustóleo con 75.1 kilogramos de dióxido de carbono por cada millón de BTU y el diésel con 74 kilogramos de dióxido de carbono por cada millón de BTU.¹¹⁶

En cuanto a otros gases como el metano (CH₄), la quema de un millón de BTU de gas natural emite 1 gramo de metano, mientras que la quema de la misma cantidad de carbón genera once gramos de metano, la misma cantidad de combustóleo genera 3 gramos de metano y de diésel genera 3 gramos de metano. Respecto a las emisiones de óxido nitroso (N₂O) la combustión de 1 millón de BTU de gas natural genera 0.1 gramos de óxido nitroso, mientras que la misma cantidad de carbón genera 1.6 gramos de óxido nitroso, de combustóleo genera 0.6 gramos de óxido nitroso y de diésel 0.6 gramos de óxido nitroso. La Tabla 4-3 muestra una comparativa de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).¹¹⁶

Tabla 4-3. Coeficientes de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) por Combustible.

Combustible	CO ₂ (Kg/MMBTU)	CH ₄ (Kg/MMBTU)	N ₂ O (Kg/MMBTU)
Carbón	95.5	11	1.6
Combustóleo	75.1	3	0.6
Diésel	74	3	0.6
Gas Natural	53.1	1	0.1

Nota. Modificado de IMCO, 2024.¹¹⁶

El consumo final de energía en el año 2022 fue de 5,622.24 [PJ], los sectores que más participación tuvieron en el consumo energético fueron: el de transporte con 2,670.78 [PJ], con un 47.55% del total del consumo. El siguiente sector que destaca es el industrial con 1,476.99 [PJ], con un 26.27% del total del consumo. Dentro de éste la energía eléctrica fue el que más participación tuvo con el 43.76% y para generar esa electricidad el gas natural tuvo una participación del 61.47%, mientras que el consumo de gas seco fue de 385.83 [PJ], un 26.12% del total del consumo. La Figura 4-17 muestra el consumo final de energía por sector.¹¹²

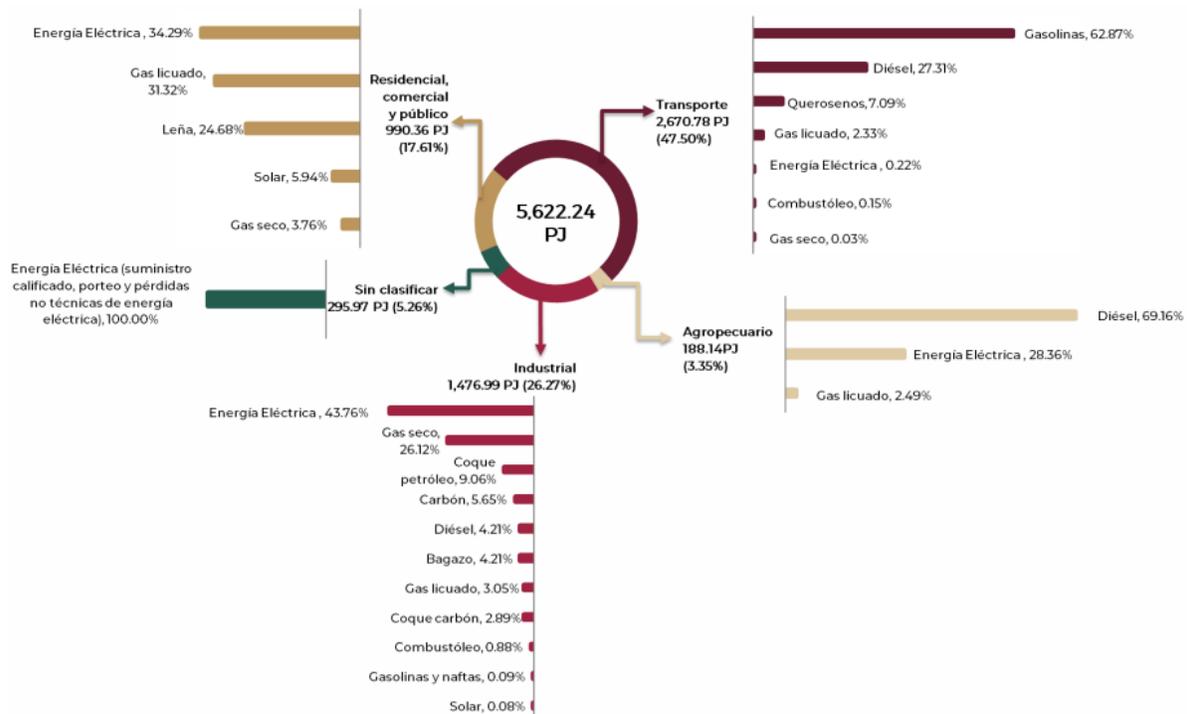


Figura 4-17. Consumo de Energía por Sector. Fuente: SENER, 2023. ¹¹²

4.4 Escenarios entorno a la Producción de Gas Natural.

Datos de la Prospectiva de Gas Natural 2018-2032, indican dos escenarios en cuanto a la producción de gas, uno mínimo y uno máximo. El conocer este tipo de estudios ayuda a ver como prevén las autoridades que se comporte la oferta nacional de gas natural y con ello poder ver las opciones que hay a futuro, ya sea con las importaciones de gas y ver si la situación actual llena esas previsiones y de ser la más pesimista buscar revertirla. Las premisas para la realización de este estudio se muestran en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4. Premisas Generales de Producción 2018-2032.

Comisión Nacional de Hidrocarburos	Petróleos Mexicanos
Incluir rondas anteriores y futuras	Toma en cuenta 14 contratos ganados en rondas.
Anualmente se consideró 4 licitaciones, una de bloques terrestres, una de aguas someras, una de aguas profundas y una de recursos no convencionales.	La producción de las asignaciones migradas y en programa de migración, incluye la producción de los socios.
Las licitaciones futuras consideran una convocatoria anual para cada tipo de proyecto con 30 bloques cada una, se considera un 60% en el éxito de adjudicación.	Propuesta con base en su Plan de Negocios. Diferimiento en la estrategia de explotación de campos recién descubiertos por normatividad de CNH. Esah, Batsil, Jaatsul y Pokche (Aguas someras en la sonda de campeche).

Un precio de \$50 [USD/B] para el aceite y \$3 [USD/MMBTU] para el caso del gas. Reservas 2P Los nos convencionales se consideran terrestres	Precio de \$59.16 [USD/B] para el caso del aceite y \$3.94 [USD/MMBTU] para el caso del gas. Reservas 2P Los nos convencionales se consideran terrestres
--	--

Nota. Fuente: SENER, 2018. ¹¹⁰

Una parte importante es que en las premisas para el escenario Mínimo por parte de la CNH no considera más licitaciones aparte de las ya hechas, además de que no considera el aumento de producción de los proyectos de la ronda 1.4 como resultado de la reinyección de gas, en consecuencia, no se tendría gran aumento en la producción. Solo se consideran los campos licitados en las primeras tres rondas, lo cual considerando lo que vemos actualmente puede que sea lo que ocurra en los años posteriores. Si consideramos que no hay más licitaciones y además que aún se tiene un gran volumen remanente en los yacimientos que no se está extrayendo. Las premisas para los escenarios Máximo y Mínimo se muestran en la Tabla 4-5. ¹¹⁰

Tabla 4-5. Premisas Generales de Producción 2018-2032, de los Escenarios Máximo y Mínimo.

	Máximo	Mínimo
Comisión Nacional de Hidrocarburos.	<ul style="list-style-type: none"> Las licitaciones 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 3.1 como bloques ya adjudicados, los no adjudicados se licitan nuevamente en ronda posteriores Las licitaciones futuras consideran una convocatoria anual para cada tipo de proyecto con 30 bloques cada una, se considera un 60% en el éxito de adjudicación. Un precio de \$50 [USD/B] para el aceite y \$3 [USD/MMBTU] para el caso del gas. Reservas 2P. Los nos convencionales se consideran terrestres. 	<ul style="list-style-type: none"> Las licitaciones 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 y 3.1 como bloques ya adjudicados, los no adjudicados se licitan nuevamente en ronda posteriores- Los proyectos de la ronda 1.4 reinyectan el gas producido por ser proyectos enfocados en la producción de aceite.
Petróleos Mexicanos.	<ul style="list-style-type: none"> Toma en cuenta 14 contratos ganados en rondas. La producción de las asignaciones migradas y 	<ul style="list-style-type: none"> 299 asignaciones (189 de aceite y 110 de gas) 2 migraciones de CIEPS (Santuario-El Golpe, Misión),3 FarmOuts

en programa de migración, incluye la producción de los socios.

más 7 proyectos futuros de FarmOuts más 10 migraciones sin socio.

- Propuesta con base en su Plan de Negocios. Diferimiento en la estrategia de explotación de campos recién descubiertos por normatividad de CNH. Esah, Batsil, Jaatsul y Pokche (Aguas someras en la sonda de campeche).
- Precio de \$59.16 [USD/B] para el caso del aceite y \$3.94 [USD/MMBTU] para el caso del gas.
- Reservas 2P.
- Los nos convencionales se consideran terrestres.
- Proyectos de recuperación mejorada en las asignaciones Xanab, Akal, Kuil y Tsimín (aguas someras en la sonda de campeche).

Nota. Fuente: SENER, 2018. ¹¹⁰

De acuerdo con el estudio, el escenario máximo alcanzará una producción de 7,369 [MMPCD] hacia el año 2032, esto es un incremento del 79% con respecto al 2017. Por otra parte, el escenario mínimo estima que alcanzará un volumen 4,892 [MMPCD], esto significa un incremento del 18.8% con respecto a 2017. La Figura 4-18 muestra los pronósticos de producción de gas en los escenarios mínimo y máximo. ¹¹⁰

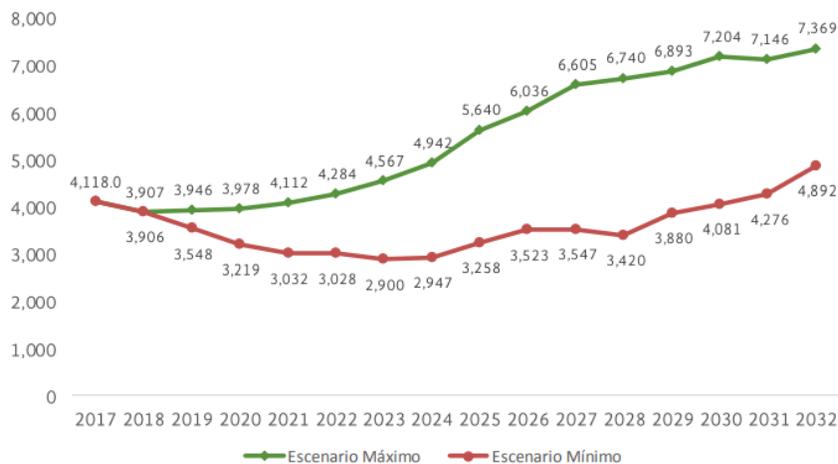


Figura 4-18. Producción de Gas, en los Escenarios Mínimo y Máximo. Fuente: SENER, 2018. ¹¹⁰

En cuanto a la producción por origen (Figura 4-19), toma en cuenta los mismos volúmenes. En cuanto a los escenarios en el máximo prevé que la producción de gas asociado crecerá a una tasa de promedio de 3.1% anual, mientras que la producción de gas no asociado presentará una tasa de crecimiento de 8.2% anual. Están estimando que el volumen de gas asociado hacia el 2032 sea de 4,579 [MMPCD], lo que representará el 62.1% de la producción total de gas natural por origen, mientras que la producción de gas no asociado aportará el 37.8% con 2,790 [MMPCD].¹¹⁰

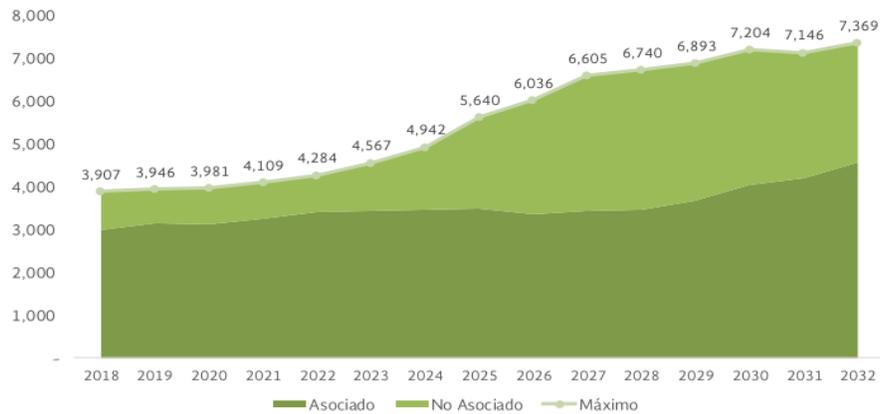


Figura 4-19. Producción de Gas por Origen en Millones de Pies Cúbicos por Día del Escenario Máximo en el periodo 2018-2032. Fuente: SENER, 2018.¹¹⁰

En el escenario mínimo se espera que la producción de gas asociado disminuya a una tasa promedio de 0.6% anual y que alcance una producción hacia el 2032 de 2,762 [MMPCD], lo que representa el 56.4% de la producción total de gas natural por origen. Mientras que la producción de gas no asociado presentará una tasa de crecimiento de 6.2% anual, la producción llegará al 43.5% del total de la producción por origen con 2,130 [MMPCD]. La Figura 4-20 muestra la producción de gas por origen en el escenario Mínimo.

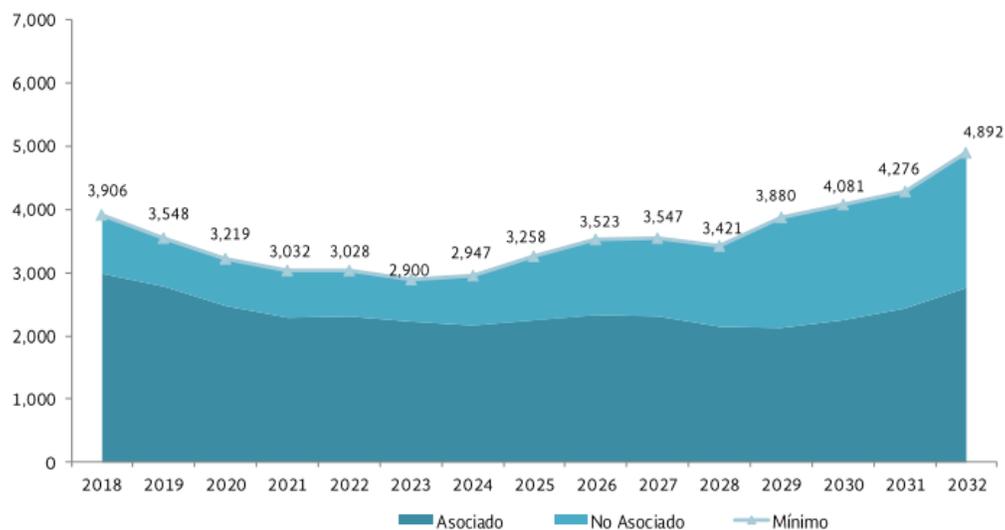


Figura 4-20. Producción de Gas por Origen en Millones de Pies Cúbicos por Día del Escenario Mínimo en el periodo 2018-2032. Fuente: SENER, 2018.¹¹⁹

Durante la última década la producción de gas natural ha sido en su mayoría en el sureste del país, los grandes yacimientos de México se encuentran ahí como lo es el complejo Cantarell, los yacimientos de Kuu-Maloob-Zap, entre otros. Pero con el pasar de los años es natural que muchos de estos yacimientos empiecen declinar su producción, en el caso del complejo Cantarell su sobreexplotación generó que gran parte de su reserva aun continúe en el subsuelo, además de contener grandes cantidades de Nitrógeno por el proceso de recuperación secundaria aplicado, esto genera que los hidrocarburos sean más caros ya que la separación generan un coste extra, por lo cual pretender invertir para sacar los hidrocarburos remanentes sea muy costoso.

Si a todo esto le sumamos el hecho de que las otras cuencas donde hay una gran reserva de gas como lo son las no convencionales no se exploran ni mucho menos se buscan desarrollar, ocasiona que la producción nacional no pueda aumentar de manera notoria. Otro aspecto que hace que esta característica no mejore, es que los yacimientos que están en las aguas profundas y ultraprofundas no se desarrollan realmente, como lo expusimos en el Capítulo 3 del presente trabajo.

Si sumamos estas situaciones, tenemos como resultado una producción insuficiente, aunque hay un aumento en la producción de gas no asociado, no hay un incremento significativo, haciendo que la dependencia que se tiene del gas estadounidense aumente. La Figura 4-21 muestra la producción de gas asociado y no asociado en México en el periodo de 2010-2023.

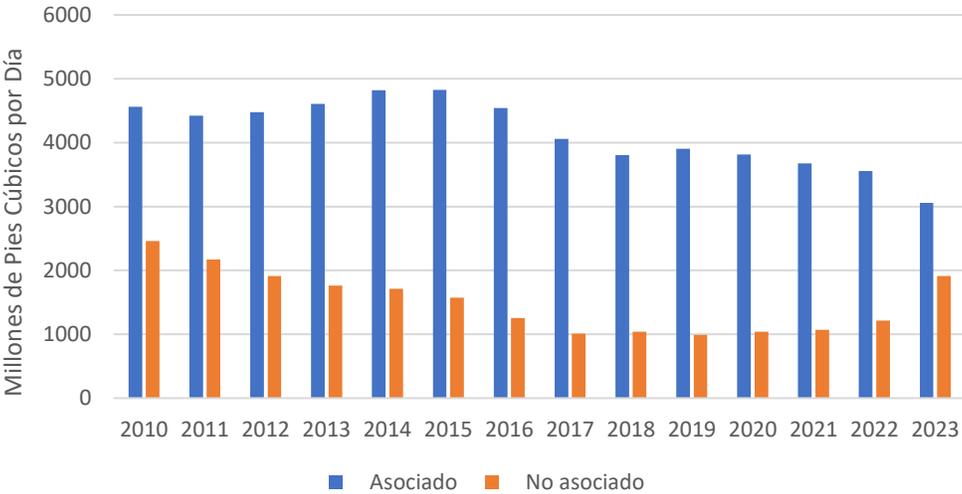


Figura 4-21. Producción de Gas Asociado y No Asociado. (Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía).

5 Conclusiones y Recomendaciones.

Condiciones Internacionales.

- Derivado de los conflictos internacionales el mercado del gas natural licuado se está volviendo cada vez más atractivo, por lo cual es una oportunidad de negocio dada la buena posición geográfica de nuestro país y los bajos precios que tiene al contar con los ductos provenientes de los Estados Unidos. Posibilita la exportación de gas natural licuado hacia los principales mercados internacionales. Logrando ser una oportunidad de recaudación de fondos para la inversión en la exploración y extracción de campos de gas natural a través del estado.
- Con el reacomodo de las cadenas de suministro por parte de empresas estadounidenses en México, nuestro país tiene una gran oportunidad para hacer crecer su economía, pero es necesario que se mejore en ciertos aspectos, como el almacenamiento de gas natural, la poca producción nacional y una infraestructura subutilizada. Con lo acontecido en el año 2021 con las nevadas en el estado de Texas, nuestro país evidenció su vulnerabilidad con respecto al suministro de gas natural, el no contar con gas de reserva para enfrentar ese problema, provocó apagones intermitentes en más de 12 estados del país.
- México tiene que seguir el ejemplo de otros países, como es el caso de Brasil, que logró una correcta colaboración entre los sectores público y privado, como resultado puede cubrir mayor parte de su consumo, además de que el resto del mismo lo cubre con importaciones de más de 7 países diferentes.
- Japón, es otro ejemplo que México debe seguir. Ese país al igual que el nuestro es un importador neto de gas natural, una de las diferencias es que el país asiático importa gas natural licuado, además de que lo hace de más de 10 países diferentes y la nación de la cual importa más gas no rebasa el 50% del total de sus importaciones.
- Alemania es una muestra de los problemas que puede llegar a tener un país al centrar sus importaciones de un solo origen. Puesto que al querer diversificar las mismas el país europeo enfrentó problemas de abastecimiento. Otra cosa que lo diferencia de México es que cuenta con un buen inventario de almacenamiento de gas natural.

Condiciones Nacionales.

- Se requiere tomar decisiones a largo plazo para que la industria nacional crezca, se tiene que buscar asociar a Pemex con empresas extranjeras que aporten capital o sean operadoras, para reactivar campos que están en declinación o desarrollar campos nuevos, para aumentar la producción. Se le pueden dar preferencia a las empresas que mayor producción tengan actualmente como ENI, Servicios Múltiples Burgos, etc. Con ello se podrá percibir más dinero que es necesario para el erario. Y así acatar lo escrito en el artículo 27 constitucional. “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.” (Cámara de Diputados Del H. Congreso de la Unión, 2024).¹¹⁴

- Para hacer más competitiva la industria nacional es necesario que las instituciones encargadas como SENER, la Comisión Nacional de Energía, CENAGAS y CFE. Trabajen en conjunto y con una visión a largo plazo, así como lo mandata el artículo 42 de la Ley de Órganos Reguladores, “fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios” (Cámara de Diputados Del H. Congreso de la Unión, 2021).¹¹⁵
- En México se percibe que los proyectos de gas natural son una pérdida económica y con poca rentabilidad, ya que Pemex está arraigado únicamente a la explotación del crudo, sin iniciar una transición energética, como se visualiza en el mundo. Pero por lo mostrado por Estados Unidos esto no es realmente así. Por lo cual es necesario invertir en el desarrollo del gas natural nacional para hacerlo más competitivo a nivel regional.
- El gas natural es el combustible de transición, por lo cual su importancia en nuestro país va a ser aún más grande. Para esto es necesario que en México se aproveche al máximo la infraestructura existente, también planificar la industria nacional con visión de futuro, teniendo en cuenta el almacenamiento, la producción nacional y buscando diversificar las fuentes de suministro de gas del extranjero.
- Se requiere que la actual administración cambie la política en relación con el gas natural, para poder tener una mayor seguridad energética y con ella darle bienestar a la población y tener crecimiento económico.
- Buscar atraer a más empresas petroleras que inviertan en el país, para que con esto se pueda incrementar la producción nacional, ya sea en asociación con Pemex o ellas produciendo los campos. En específico en las aguas profundas y los yacimientos no convencionales que son la parte con mayor potencial con el 57% de los recursos prospectivos del país (CNH, 2021).⁶⁹
- Es necesario sacar un mejor provecho del contenido nacional, vigilando su cumplimiento y buscar que se mejore en aspectos como los programas de capacitación y los programas de transferencia de tecnología. Con ellos se puede ayudar que las y los ingenieros de nuestro país puedan adquirir una experiencia que no tienen y los estudiantes y recién egresados se vinculen más rápido a la industria.

Consumo.

- Es necesario dar el paso hacia la transición energética, en ese sentido el gas natural va a ocupar un papel fundamental, pero es imprescindible mejorar la regulación de éste para que sea competitivo en comparación de otros combustibles como el gas licuado de petróleo, además de fomentar su uso en sectores como el residencial y el de transporte vehicular.
- Puesto que la mayoría de las importaciones de gas natural de México son para la generación de electricidad, se requiere buscar dar mayor seguridad energética. Esto se va a lograr con un mayor inventario de almacenamiento y con mayor aprovechamiento de la producción nacional.
- Lograr que la producción cubra al menos el 50% del consumo nacional. Para conseguirlo se requiere que Pemex colabore con empresas privadas, además de buscar explotar los campos no convencionales que hay en el territorio y los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas.

Infraestructura.

- Construir más terminales para poder exportar gas natural licuado que ayuden a obtener más ingresos por la venta del gas en el extranjero.
- Se tiene que aumentar la oferta de gas natural en el país, con ello la energía disponible en el país se incrementará, puesto que la mayor parte del gas que se utiliza en México es para la generación de electricidad, pero es necesario revisar la infraestructura disponible en cada estado y de necesitarse más, buscar construirla para cubrir esa demanda.
- Para mejorar la oferta del gas natural nacional, es necesario invertir en el mantenimiento y la rehabilitación de los Centros Procesadores de Gas, para que se puede producir más gas natural seco.
- Para poder abastecer a los parques industriales, se tiene que aumentar la infraestructura de transporte de gas natural en el país, pero para lograrlo hay que invertir en ello.
- Realizar las licitaciones que en el año 2018 no se hicieron para los campos de almacenamiento subterráneo de gas natural, además de realizar nuevos estudios para ubicar potenciales lugares donde se pueda almacenar el hidrocarburo.

Quema y Venteo de Gas.

- Se tiene que invertir en mejorar la infraestructura de Pemex, la captura y recolección de gas. Para que se pueda reducir la quema y el venteo de éste.
- Para poder producir gas de mejor calidad, se tiene que ocupar más gas en las actividades de exploración y de extracción de petróleo y así reducir el uso de nitrógeno en procesos de recuperación secundaria y mejorada.
- La región de sureste del país es la que más necesita gas natural para poder tener un mayor crecimiento económico, por lo que es necesario que se garantice un mayor acceso al mismo, además de que la mayoría de la producción nacional se concentra en esa misma región del país.
- Proyectos como la refinería de Dos Bocas, el Tren Interoceánico y el Tren Maya demandarán gran cantidad de energía. Esta es una gran oportunidad para poder sacar provecho del gas natural nacional, se pueden rehabilitar los Centros Procesadores de Gas para abastecer al sureste e incrementar las ganancias por la venta de éste.

Es importante ver cuáles serán los posibles escenarios dependiendo de si se desarrolla o no el gas natural nacional. De acuerdo con la prospectiva de SENER el consumo de gas natural de México superará los 9,000 [MMPCD] a partir del año 2025 (SENER, 2018). Teniendo esto en cuenta y viendo también cuales son los escenarios de producción que puede tener nuestro país, podemos hacernos una idea de los caminos que puede tomar la industria nacional del gas natural. Considerando las condiciones actuales se busca exponer los posibles resultados que traería el desarrollar el gas natural nacional. La Figura 5-1 muestra cuales serían esos escenarios que considero se pueden dar si se toma la decisión de desarrollar el gas natural nacional.

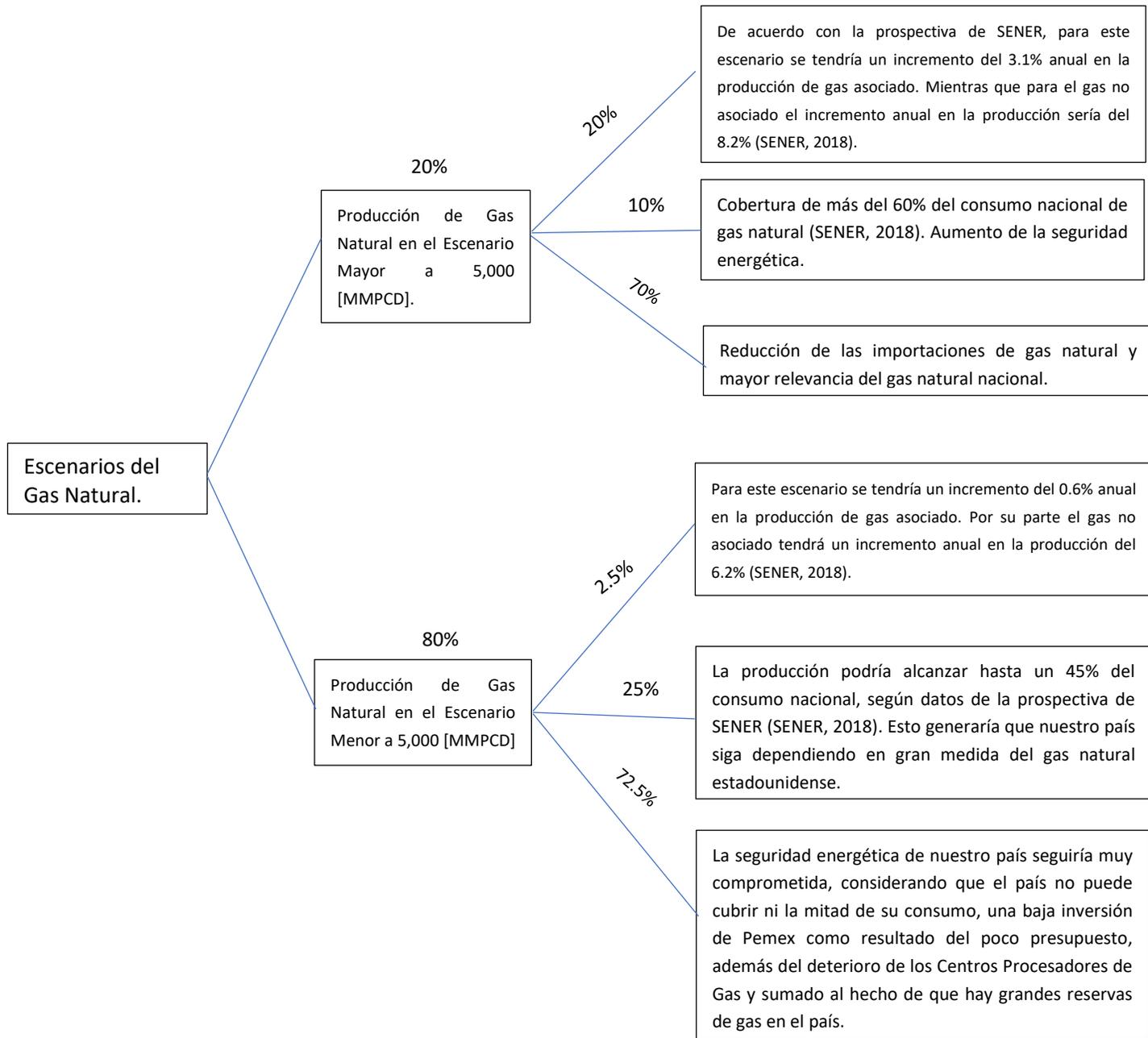


Figura 5-1. Escenarios Futuros del Gas Natural. (Elaboración propia).¹⁰⁸

Bibliografía.

1. Guo B., Ghalambor A. (2005). Natural Gas Engineering Handbook. (2da ed.). Gulf Publishing Company.
2. Chávez Raquel. (2013). Evaluación del Potencial y Desarrollo de Campos de Gas en Lutitas en la Cuenca de Burgos. [Tesis de Licenciatura, UNAM]. Disponible en: [Tesis Digital](#)
3. Tissot B. P., Welte D. H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. (2da ed.). Springer-Ver.
4. Speight James. (2019). Natural Gas a Basic Handbook. (2da ed.). Gulf Publishing Publishing.
5. Castro Isaías. (2017). Comportamiento de Sustancias y Diagramas de Fases. [Tesis de Licenciatura, UNAM]. Disponible en: [Comportamiento de sustancias y diagramas de fases.pdf \(unam.mx\)](#)
6. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). El Sector del Gas Natural: Algunas Propuestas para el Desarrollo Nacional. Disponible en: [Documento Tecnico GasNatural CNH2018 1 .pdf \(www.gob.mx\)](#)
7. Killops S., Killops V. (2005). Introduction to Organic Geochemistry. (2da ed.). Blackwell Publishing.
8. Pourciau Austin. (2012). Mapping of the oil window in the Eagle Ford shale play of southwest Texas using thermal modeling and log overlay análisis. [Tesis de Licenciatura, Louisiana State University]. Disponible en: [Mapping of the oil window in the Eagle Ford shale play of southwest Texas using thermal modeling and log overlay analysis \(lsu.edu\)](#)
9. U.S. Department of Energy. (2009). Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. Disponible en: [Microsoft Word - Shale Gas Primer MASTER whole body.docx \(energy.gov\)](#)
10. EIA. (2024). Drilling Productivity Report For key tight oil and shale gas regions. Disponible en : [dpr-full.pdf \(eia.gov\)](#)
11. EIA. (2024). U.S. Natural Gas Gross Withdrawals. Disponible en: [U.S. Natural Gas Gross Withdrawals \(Million Cubic Feet\) \(eia.gov\)](#)
12. The Energy Consulting Group. (s.f.). Permian Basin Overview. Disponible en: [energy-cg.com/USA/Permian/permianbasin.html](#)
13. Mineral Answers. (s.f.). Appalachian Basin. Disponible en: [Appalachian Basin Oil & Gas Play - MineralAnswers.com](#)
14. EIA. (2011). Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. Disponible en: [usshaleplays.pdf \(eia.gov\)](#)
15. EIA. (2023). The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate with data through 2022. Disponible en: [https://www.eia.gov/petroleum/wells/pdf/Well Distributions report 2023 full report.pdf](#)
16. EIA. (2021). New natural gas pipeline capacity expands access to export and Northeast markets. Disponible en: [https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=50376](#)
17. EIA. (2022). Natural gas explained. Disponible en: [Natural gas pipelines - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)
18. United States Census. (2021). New Vintage 2021 Population Estimates Available for the Nation, States and Puerto Rico. Disponible en: [New Vintage 2021 Population Estimates Available for the Nation, States and Puerto Rico \(census.gov\)](#)
19. EIA. (2023). U.S. energy facts explained. Disponible en: [U.S. energy facts explained - consumption and production - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)
20. EIA. (2023). Texas State Energy Profile. Disponible en: [Texas Profile \(eia.gov\)](#)
21. EIA. (2023). Florida State Energy Profile. Disponible en: [Florida Profile \(eia.gov\)](#)
22. EIA. (2023). California State Energy Profile. Disponible en: [California Profile \(eia.gov\)](#)
23. EIA, (2024). Louisiana State Energy Profile. Disponible en: [Louisiana Profile \(eia.gov\)](#)
24. EIA. (2023). Pennsylvania. Profile Analysis. Disponible en: [https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=PA](#)
25. EIA. (2023). Michigan State Energy Profile. Disponible en: [https://www.eia.gov/state/print.php?sid=MI](#)
26. EIA. (2023). Illinois. Profile Analysis. Disponible en: [https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=IL](#)
27. EIA. (2023). Underground Natural Gas Working Storage Capacity. Disponible en: [Underground Natural Gas Working Storage Capacity - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)

28. EIA. (2020). Permian Basin Part 1 Wolfcamp, Bone Spring, Delaware Shale Plays of the Delaware Basin Geology review. Disponible en: [Permian Basin \(eia.gov\)](https://www.eia.gov)
29. EIA. (2020). Permian Basin Part 2 Wolfcamp Shale Play of the Midland Basin Geology review. Disponible en: [Permian Basin \(eia.gov\)](https://www.eia.gov)
30. King Hobart. (s.f.). Eagle Ford Shale. Hydraulic fracturing and horizontal drilling have made the Eagle Ford and several associated rock units one of the most prolific oil-producing targets in the United States. Disponible en: [Eagle Ford Shale: Oil & Gas Resource Surprises Geologists \(geology.com\)](https://www.geology.com)
31. Leading Texas Energy. (s.f.). Eagle Ford Shale. Disponible en: [ogm0162.jpg \(1920x1920\) \(texas.gov\)](https://www.texas.gov)
32. Shole Peter. (2020). Introduction to the Geology of the Permian Reef Complex, Guadalupe and Delaware Mountains, New Mexico & West Texas. Disponible en: [Permian Reef Complex Virtual Field Trip \(nmt.edu\)](https://www.nmt.edu)
33. USGS. (2018). Appalachian Basin Oil and Gas Assessments. Disponible en: [Appalachian Basin Oil and Gas Assessments | U.S. Geological Survey \(usgs.gov\)](https://www.usgs.gov)
34. EIA. (2023). U. S. Natural Gas Total Consumption. Disponible en: [U.S. Natural Gas Total Consumption \(Milsslion Cubic Feet\) \(eia.gov\)](https://www.eia.gov)
35. EIA. (2023). Natural Gas Consumption by End Use. Disponible en: [Gas natural entregado a los consumidores \(eia.gov\)](https://www.eia.gov)
36. EIA. (2023). Electricity explained. Disponible en: [Electricity generation, capacity, and sales in the United States - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](https://www.eia.gov)
37. EIA. (2024). Natural Gas Consumption by End Use. Diaponible en: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_a_EPGO_VCO_mmcf_a.htm
38. Aggregated Gas Storage Inventory. (2024). AGSI Storage Inventory. Disponible en: <https://agsi.gie.eu/>
39. Chandra Vivek. ¿Por qué el precio del gas natural es diferente en todo el mundo? GNL GLOBAL: [¿Por qué el precio del gas natural es diferente en todo el mundo? \(gnlglobal.com\)](https://gnlglobal.com) (Consultado el 22/12/2023).
40. ENI. (2023). Eni World Energy Review 2023. Disponible en: [03_GAS.pdf](https://www.eni.com)
41. BP. (2021). BP Statistical Review of World Energy 2021. Obtenido de BP Statistical Review: [Full report – Statistical Review of World Energy 2021 \(bp.com\)](https://www.bp.com)
42. Díaz D., Ocampo O. (2022). Gas Natural para la Transición Energética y Competitividad de México. Instituto Mexicano para la Competitividad, A.C. (IMCO). Disponible en: [Gas-Natural-Competitivo-en-Mexico.pdf \(imco.org.mx\)](https://www.imco.org.mx)
43. Estrada J., Rodríguez V., Ventura V. (2022). El Gas Natural en México: Impacto en la Política de Autosuficiencia, Seguridad y Soberanía en la Transición y la Integración Energética Regional. Cepal, Organización de las Naciones Unidas (ONU). Disponible en: [CEPAL - Serie Comercio Internacional N° xxx Desbalance etario del bienestar: el lugar de la infancia...](https://repositorio.cepal.org)
44. Secretaria de Energía. (2023). Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Disponible en: [SENER_02_PPQ_MAR23.pdf \(energia.gob.mx\)](https://www.energia.gob.mx)
45. Gobierno de México. (s.f.). Ronda 3. Terrestres convencionales y no convencionales. Disponible en: [Rondas \(rondasmexico.gob.mx\)](https://www.rondasmexico.gob.mx)
46. Cámara de Diputados. (2023). EN VIVO / Comparecencia del Director General de PEMEX, Ing. Octavio Romero Oropeza. [Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=CPMACyBjXWQ>
47. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Reservas de Hidrocarburos. Disponible en: <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/#>
48. Gobierno de México. (s.f.). Sistema de Información de Hidrocarburos. Disponible en: [CNIH - Sistema de Información de Hidrocarburos \(SIH\)](https://www.cnih.gob.mx)
49. Secretaria de Energía. (2018). Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural. Disponible en: [Documento Pol tica P blica de Almacenamiento.pdf \(www.gob.mx\)](https://www.gob.mx)
50. Proyectos México. (2019). Construcción y Operación de una Instalación de Almacenamiento Estratégico de Gas Natural, en los Estados de Chiapas, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco. Disponible en: [0812 Instalación de Almacenamiento Estratégico de Gas Natural – Proyectos México \(proyectosmexico.gob.mx\)](https://www.proyectosmexico.gob.mx)
51. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Tablero de Producción de Petróleo y Gas. Disponible en: [CNIH - Producción \(hidrocarburos.gob.mx\)](https://www.hidrocarburos.gob.mx)

52. EIA. (2020). Country Analysis Executive Summary: Mexico. Disponible en: [Country Analysis Executive Summary: Mexico \(eia.gov\)](#)
53. Secretaria de Energía. (2023). Prontuario Estadístico. Disponible en: [Presentación de PowerPoint \(energia.gob.mx\)](#)
54. Mariano Efrain. (2021). Los 10 Mayores Productores de Gas Natural. Energy & Commerce. Disponible: [Energy & Commerce | Los 10 mayores campos productores de gas natural \(energyandcommerce.com.mx\)](#)
55. Comisión Reguladora de Energía. (s.f.). Índices de Referencia de Precios de Gas Natural. Disponible en: <https://www.cre.gob.mx/IPGN/>
56. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-A1-TRION/2016. Disponible en: [II.1_23082023.Dictamen.PDE.Trion.VF.pdf \(www.gob.mx\)](#)
57. Pulso Energético. (2019). Explorar aguas profundas, caso Brasil. Disponible en: <https://pulsoenergetico.org/explorar-aguas-profundas-caso-brasil/>
58. PETROBRAS. (s.f.). Explora aguas ultraprofundas en una inmersión de 7.000 metros y descubre todo sobre la capa pre-sal. Disponible en: [Presal: sumérgete en este viaje ultraprofundo | Petrobras](#)
59. Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles. (2024). Datos Estadísticos, Producción de Gas Natural. Disponible en: [Datos estadísticos — Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles \(www.gov.br\)](#)
60. Ministerio de Minas y Energía. (2023). Anuario Estadístico de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles 2023. Disponible en: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/yearbook-2023>
61. BP. (2022). BP Statistical Review of World Energy 2022. Disponible en: [Statistical Review of World Energy 2022 \(bp.com\)](#)
62. Energy Institute. (2023). Statistical Review of World Energy. Disponible en: [El Stat Review PDF single 3.pdf \(energyinst.org\)](#)
63. Energy Institute. (2024). Statistical Review of World Energy. Disponible en: [684 El Stat Review V16 DIGITAL.pdf](#)
64. BBC News Mundo. (2021). Apagones en México: la Histórica Tormenta Invernal en Texas que ha Causado Cortes Eléctricos en la Mitad del País Latinoamericano. Disponible en: [Apagones en México: la histórica tormenta invernal en Texas que ha causado cortes eléctricos en la mitad del país latinoamericano - BBC News Mundo](#)
65. Solís Arturo. (2023). Exclusiva: México licitará primer campo para almacenamiento estratégico de gas natural. Bloomberg Línea. Disponible en: [Exclusiva: México licitará primer campo para almacenamiento estratégico de gas natural \(bloomberglinea.com\)](#)
66. NRDC. (2019). Fracking 101. Disponible en: [Fracking 101 \(nrdc.org\)](#)
67. Thilmany Jean. (2021). Cinco Proyectos de Captura de Carbono en Estados Unidos. ASME. Disponible en: [Cinco proyectos de captura de carbono en Estados Unidos son los primeros de otros que vendrán. -ASME](#)
68. Campbell Bob. (2024). Energy Industry Improves Use of Produced Water. AO Online. Disponible en: [Energy industry improves use of produced water - Odessa American](#)
69. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). Recursos Prospectivos. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5016/recursos-prospectivos.pdf>
70. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). Retos y Oportunidades de la Producción de Petróleo y Gas Natural de Yacimientos No Convencionales en México. Disponible en: [Retos-Oportunidades-YNc-2022.pdf \(www.gob.mx\)](#)
71. INCORRYS. (2023). Henry Hub Price Forecast to 2035. Disponible en: [Henry Hub Price Forecast to 2035 \(incorrys.com\)](#)
72. Valle Sabrina. (2023). BlackRock to Invest \$550 mln in Occidental's Carbon Capture Project. REUTERS. Disponible en: [BlackRock to invest \\$550 mln in Occidental's carbon capture project | Reuters](#)
73. Tovar Rosalinda. (2023). Baja Refinería de Cadereyta 70% Emisiones de CO₂. El Horizonte. Disponible en: [Baja refinería de Cadereyta 70% emisiones de CO₂ \(elhorizonte.mx\)](#)

74. EIA. (2020). Country Analysis Executive Summary: Mexico. Disponible en: [Country Analysis Executive Summary: Mexico \(connaissancedesenergies.org\)](https://www.connaissancedesenergies.org)
75. Estrada J., Rodríguez V. y Ventura V. (2022). El Gas Natural en México Impacto de la Política de Autosuficiencia, Seguridad y Soberanía en la Transición y la Integración Energética Regional. CEPAL. Disponible en: [El gas natural en México: impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional | CEPAL](#)
76. Petróleos Mexicanos. (2021). Informe de Sostenibilidad 2021. Disponible en: [inf_sustentabilidad_2021_esp.pdf \(pemex.com\)](#)
77. The World Bank. (s.f.). Global Flaring and Methane Reduction Partnership (GFMR). Consultado el 29 de marzo de 2024. Disponible en: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>
78. Pemex. (2024). Plan de Sostenibilidad 2024-2030. Disponible en: [plan_sostenibilidad_pemex.pdf](#)
79. DivercityTimes. (s.f.). Japan - Liquefied Natural Gas (LNG) Price Monthly and Annually. Disponible en: [Japan - Liquefied Natural Gas \(LNG\) Price 2024 | 1960-2024 Historical Rate \(divercitytimes.com\)](#)
80. EIA. (2023). Country Analysis Brief: Japan. Disponible en: [Country Analysis Brief: Japan \(eia.gov\)](#)
81. EIA. (2024). U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Point of Exit. Disponible en: [U.S. Natural Gas Exports to Mexico \(eia.gov\)](#)
82. Statista Research Department. (2023). Share of natural gas imports in Germany in 2020, by country. Disponible en: [Natural gas import share by country Germany 2020 | Statista](#)
83. Bundesnetzagentur. (2023). Análisis: Suministro de gas en 2023. Disponible en: [Agencia Federal de Redes - Análisis: Suministro de gas en 2023 \(bundesnetzagentur.de\)](#)
84. TC Energía. (s.f.). Sistema Sur de Texas-Tuxpan. Disponible en: [TC Energía — Sistema Sur de Texas – Tuxpan \(tcenergia.com\)](#)
85. Proyectos México. (2024). Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento del Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan (Marino) en los Estados de Tamaulipas y Veracruz. Disponible en: [0770 CFE: Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan \(Marino\) – Proyectos México \(proyectosmexico.gob.mx\)](#)
86. TC Energía. (s.f.). Puerta al Sureste. Disponible en: [Puerta al Sureste \(tcenergia.com\)](#)
87. TC Energía. (s.f.). Puerta al Sureste una Puerta al Progreso. Disponible en: [Fact Sheet 02 \(tcenergia.com\)](#)
88. Comisión Federal de Electricidad. (2023). Infraestructura Eléctrica y Gas Natural para la Península de Yucatán. Disponible en: [Portal CFE](#)
89. Energía Mayakan. (s.f.). Arranque de la Construcción Ampliación Energía Mayakan. [Ampliación Energía Mayakan - Energía Mayakan](#)
90. Ayala Camila. (25 de marzo de 2024). CFE firma convenio para ampliación del gasoducto Mayakan: esto es lo que invertirán. El CEO. [CFE firma convenio para ampliación del gasoducto Mayakan; esto es lo que invertirán](#)
91. Proyectos México. (2024). Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de la Infraestructura de Transporte del Gasoducto Jáltipan, de Veracruz a Salina Cruz, en los Estados de Veracruz y Oaxaca. Disponible en: [0037 Gasoducto Jáltipan – Salina Cruz \(Corredor Interoceánico\) – Proyectos México \(proyectosmexico.gob.mx\)](#)
92. Proyectos México. (s.f.). Gasoducto “Jáltipan-Salina Cruz”. Disponible en: [2PQ SISTRANGAS 2020 2024 05-11-2020 .pdf \(proyectosmexico.gob.mx\)](#)
93. Gobierno de México. (2021). Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024 Primera Revisión. Disponible en: [Primera Revisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024 | Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx \(www.gob.mx\)](#)
94. New Fortress Energy. (s.f.). Altamira Fast LNG 1 trae energía positiva a México. Disponible en: <https://www.newfortressenergy.com/mx/stories/altamira-fast-lng-1-trae-energia-positiva-mexico>
95. Andrés Manuel López Obrador. (2023). Proyecto de licuefacción de gas natural en Altamira, Tamaulipas. [Video]. Disponible en: [Proyecto de licuefacción de gas natural en Altamira, Tamaulipas](#)
96. Mexico Pacific. (s.f.). Saguaro Energía. Disponible en: <https://mexicopacific.com/esp/saguaro-lng/saguaro-energia/>

97. AMLO. (2023). CFE y Mexico Pacific Limited concretan alianza para construir gasoducto y planta de licuefacción en Puerto Libertad, Sonora. Disponible en: [CFE y Mexico Pacific Limited concretan alianza para construir gasoducto y planta de licuefacción en Puerto Libertad, Sonora – AMLO \(lopezobrador.org.mx\)](#)
98. Mordor Intelligence. (2023). Análisis de participación y tamaño del mercado de GNL tendencias y pronósticos de crecimiento (2024-2029). Disponible en: [Mercado de GNL - Compartir, tamaño, análisis y visión general de la industria \(mordorintelligence.com\)](#)
99. Secretaría de Energía. (2014). Asignación A-0188-Campo Lakach. Disponible en: [Microsoft Word - A-0188](#)
100. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción Asignación A-0188-M-Campo Lakach Pemex Exploración y Producción. Disponible en: [Presentación de PowerPoint \(www.gob.mx\)](#)
101. Proyectos México. (2024). Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción, Área Contractual Lackach, en Aguas Profundas del Golfo de México. Disponible en: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/0916-csiee-lakach/#carousel-1
102. Secretaria de Energía. (2017). A-0188-M-Campo Lakach. Disponible en: [Asignaciones | Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx \(energia.gob.mx\)](#)
103. Cota Isabella. (2023). Pemex y New Fortress terminan su asociación para explorar el campo de gas Lakach. El País. Disponible en: [Pemex y New Fortress terminan su asociación para explorar el campo de gas Lakach | Economía | EL PAÍS México \(elpais.com\)](#)
104. Secretaria de Energía. (2021). Evaluación 2021 a la Ejecución del Plan Quinquenal de Licitaciones 2020-2024. Disponible en: [Ev2021 Plan Quinquenal 2020-2024 VF.pdf \(www.gob.mx\)](#)
105. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Mapas ARES. Disponible en: [Mapas ARES \(cnh.gob.mx\)](#)
106. Secretaría de Energía. (2023). Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Disponible en: [SENER_02_PPQ_MAR23.pdf \(energia.gob.mx\)](#)
107. Lic. Munguía Xelano José Antonio. CFenergía. (2020). “Origen del gas natural que importa CFE: en la cadena de valor”. Disponible en: [Origen-del-gas-natural-que-importa-CFE.pdf \(cfenergia.com\)](#)
108. CFenergía. (s.f.). Gasoductos. Mapa Estructura Actual del Sistema de Transporte de Gas Natural y Gas Natural Licuado Mexicano (2019). Disponible en: [Gasoductos – CFenergía S.A. de C.V. \(cfenergia.com\)](#)
109. Secretaria de Energía. (2023). Prontuario Estadístico. Disponible en: [Presentación de PowerPoint \(energia.gob.mx\)](#)
110. Secretaría de Energía. (2018). Prospectiva de Gas Natural 2018-2032. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf
111. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). Mapa de Hidrocarburos. Disponible en: [Mapa de Hidrocarburos](#)
112. Secretaría de Energía. (2023). Balance Nacional de Energía 2022. Disponible en: <https://base.energia.gob.mx/BNE/BalanceNacionalDeEnerg%C3%Ada2022.pdf>
113. Secretaría de Energía. (2023). Informe Pormenorizado sobre el Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica Nacional 2022. Disponible en: [IP2022.pdf \(www.gob.mx\)](#)
114. Cámara de Diputados Del H. Congreso de la Unión. (2024). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en: [Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos \(diputados.gob.mx\)](#)
115. Cámara de Diputados Del H. Congreso de la Unión. (2021). Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Disponible en: [Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética \(diputados.gob.mx\)](#)
116. IMCO. (2024). Gas Natural: aliado de la transición emergentica y promotor de desarrollo y prosperidad. Disponible en: [Gas natural: aliado de la transición energética y promotor de desarrollo y prosperidad](#)
117. Carrillo Jesús, Ocampo Oscar. (2022). Almacenamiento de Gas Natural para la Seguridad Energética. IMCO. Disponible en: [Infraestructura-de-almacenamiento-de-gas-natural Documento-2022.pdf](#)
118. La Jornada. (2023). Gas Natural para Uso Vehicular, 50% más Barato que la Gasolina o Diésel. Disponible en: [La Jornada - Gas Natural para uso vehicular, 50% más barato que la gasolina o diésel](#)
119. Secretaría de Energía. (2018). Prospectiva de Gas Natural 2023-2037. Disponible en: [PGN_23-37_F.pdf](#)
120. Ortiz Jimena. (2023). El Corredor Transístico: ¿Espejismo u oportunidad? El Economista. Disponible en: [El Corredor Transístico: ¿Espejismo u oportunidad?](#)

121. Secretaría de Energía. (2024). Prontuario Estadístico marzo 2024. Disponible en: [Presentación de PowerPoint](#)
122. Diario Oficial de la Federación. (2024). DECRETO por el que se reforman el párrafo quinto del artículo 25, los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 y el párrafo cuarto del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de áreas y empresas estratégicas. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5742012&fecha=31/10/2024#gsc.tab=0
123. IMCO. (2025). Leyes Secundarias en materia de Hidrocarburos. Disponible en: <https://imco.org.mx/leyes-secundarias-en-materia-de-hidrocarburos/>
124. Mijares. (2024). Se Presenta la Estrategia Nacional del Sector Hidrocarburos y Gas Natural. Disponible en: <https://www.mijares.mx/noticias/se-presenta-la-estrategia-nacional-del-sector-hidrocarburos-y-gas-natural#:~:text=reserva%20y%20producci%C3%B3n.-,contactar%20a%20nuestro%20equipo%20experto.>
125. La Jornada. (2024). Slim Apuesta a un Cambio de Régimen en la Ley de Hidrocarburos tras Adquirir Lakach. Disponible en: <https://www.lapoliticaonline.com/mexico/economia-mx/slim-apuesta-a-un-cambio-de-regimen-en-la-ley-de-hidrocarburos-tras-adquirir-lakach/>
126. Xinglai Gong, Yao Tian, Duane A, Walter B. (2013). One Petro. Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources.